

UNIVERSIDAD ESAN



Análisis del ingreso de una central de generación eléctrica de 10 MW con fuentes renovables no convencionales como proyecto piloto para el sistema eléctrico aislado de Iquitos.

Tesis presentada para cumplir con uno de los requisitos para la obtención del grado académico de Maestro en Gestión de la Energía:

Agurto Sanchez, Ernesto David

.....

Cauti Huayta, Alan Máximo

.....

León Aranda, Frank Gustavo

.....

Ortiz Esteban Luis Alfonso

.....

Sandoval Monzón, Miguel Ángel

.....

Programa de la Maestría en Gestión de Energía

Lima, 04 de abril de 2019

Esta tesis

Análisis del ingreso de una central de generación eléctrica de 10 MW con fuentes renovables no convencionales como proyecto piloto para el sistema eléctrico aislado de Iquitos.

Ha sido aprobada por:

.....

Edwin Quintanilla Acosta (Jurado)

.....

Guillermo Lecarnaqué Molina (Jurado)

.....

Luis Espinoza Quiñonez (Asesor)

Universidad Esan

2019

Ernesto David Agurto Sanchez

Al grupo en conjunto, por la paciencia y dedicación a este fin, el cual demostró tener muchas habilidades durante el desarrollo del mismo, demostrando ser unos “Imparables” durante la trayectoria magistral. Extiendo este agradecimiento a cada integrante de la promoción MAGE 16-1, por haberme ayudado incondicionalmente en el desarrollo de toda la maestría. Éxitos muchachos.

Cauti Huayta, Alan Máximo

A mis Padres motivo de inspiración, a mis hermanos por el constante e incesante apoyo, a mis maestros, amigos y colegas que acompañaron mi formación. ¡Va por ellos!

León Aranda, Frank Gustavo

Dedico este trabajo a mis padres, por todo su esfuerzo, enseñanzas y apoyo en crear en mí valores que me permiten lograr mis metas, a mis hermanos por el gran soporte emocional y apoyo constante, a mis demás familiares y enamorada por los buenos deseos; a mis compañeros por compartir muy gratos momentos durante el programa, a nuestro asesor de tesis y maestros de la maestría por sus enseñanzas.

Ortiz Esteban Luis Alfonso

“Primera y especialmente a mi adorada hija Silvanita, también a mi querida esposa y a mi madre y a todos aquellos que con su apoyo, comprensión y valiosas enseñanzas, hicieron posible que cuente con la motivación, el tiempo y la dedicación para estudiar el Master y completar esta tesis, como el Ing. Edwin Quintanilla, mi buen amigo Juanjo Navarro y mi hermano Pancho. Sobre todo, al Dios Todopoderoso”.

Sandoval Monzón, Miguel Ángel

“A Lucia y a Fabrizzio, fuente de amor que impulsan mi vida, a mis padres, Elia y José por incluir en mi la vocación al trabajo y el amor al esfuerzo académico e intelectual. Por la devoción a Dios”.

CURRICULUM VITAE DE AUTORES

AGURTO SÁNCHEZ, ERNESTO DAVID

Ingeniero Mecánico-Electricista CIP 194091, egresado de la facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad Nacional de Ingeniería. Con capacidad y habilidad para lograr resultados bajo altos niveles de presión, tanto en equipo como individuales.

Experiencia en Operaciones de plantas termoeléctricas, turbinas a gas, turbinas a diésel y residual, ciclos combinados, HRSG, con amplio conocimiento de proveedores del mercado de generación eléctrica, como General Electric, Siemens, MAN, CAT, HRST.

Experiencia en diseño de factibilidad de proyectos autogeneración y gestión energética, eficiencia para industrias, sean como clientes libres o regulados.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

Ingeniero de Operaciones– Kallpa Generación S.A.

Dentro de la gerencia de Operaciones

Diciembre 2012 – a la fecha

ESTUDIOS

Universidad ESAN

Estudios de Maestría en Gestión de Energía

2016 - 2019

Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Ingeniero Mecánico Electricista

2006 - 2011

DP WOLRD CALLAO S.A. - Muelle Sur del Puerto del Callao

Ingeniero de Control de Proyectos Junio de 2017 – a la fecha

CH2M HILL Ingeniería del Perú, Absorbido por JACOBS

Control de Proyectos Enero 2015 – Abril 2017

Planner de Proyectos Agosto a Diciembre de 2014

Coordinador de Proyecto y Oficina Técnica	Junio de 2011 a enero 2013
---	----------------------------

Supervisor Electromecánico de Obra Marzo de 2010 a Junio 2011

Universidad ESAN

Maestría en Gestión de Energía 2016 - 2019

Universidad Nacional San Luis Gonzaga, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Ingeniero Mecánico Electricista	2005 - 2010
---------------------------------	-------------

LEÓN ARANDA, FRANK GUSTAVO

Bachiller en Ingeniería Eléctrica, egresado de la facultad de Ingeniería Eléctrica-Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería. Me considero un joven con metas y objetivos definidos, enfocados a mejorar en valores como persona y profesional. Perseverante, responsable y detallista. Poseo gran disposición para el trabajo en equipo con un buen manejo de relación interpersonal basado en el respeto, compromiso e iniciativa. Aprendo rápidamente y poseo mucho interés en ejecutar productivamente con actitud y determinación los conocimientos adquiridos para así contribuir en la gestión, el desarrollo y toma de decisiones de mi entorno en el sector eléctrico.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

Analista Comercial – Engie Energía Perú S.A.

Dentro de la gerencia de gestión de contratos	Mayo 2018 – Actualidad
---	------------------------

Analista Comercial– Orazul Energy Perú S.A

Dentro de la Gerencia Comercial	Julio 2014 – Mayo 2018
---------------------------------	------------------------

Analista de Estudios de la Operación– Enel Distribución Perú S.A.A.

Dentro de la Gerencia Técnica	Febrero 2013 – Julio 2014
-------------------------------	---------------------------

ESTUDIOS

Universidad ESAN

Estudios de Maestría en Gestión de Energía	2016 - 2019
--	-------------

Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Eléctrica

Bachiller en Ingeniería Eléctrica	2005 – 2013
-----------------------------------	-------------

ORTIZ ESTEBAN, LUIS ALFONSO

Ingeniero Industrial colegiado, egresado de Pontificia Universidad Católica del Perú. Con amplia experiencia local e internacional en temas energéticos desempeñando roles de Manager en Desarrollo de Negocios, Gestión de Proyectos y Supervisión de Mantenimientos para Plantas de generación renovable y de Oil&Gas, siempre en Transnacionales como ACS INDUSTRIAL, SIEMENS, ALSTOM y DUKE ENERGY. Gran habilidad para organizar equipos multidisciplinarios de alto desempeño y logro de resultados bajo altos niveles de presión. Post-gradados en negocios, proyectos y finanzas.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

Country Manager –Grupo ETRA, una compañía de ACS Industrial

Con doble rol de Business Developer y Country Manager Mayo 2018 – a la fecha

SIEMENS

Múltiples gerencias de Unidades de negocios como Healthcare, Power Generation, Wind Power, Power Transmission & Distribution Oct. 2004 – Mar. 2017

ALSTOM

Project Manager para Centrales Hidroeléctricas en Peru (Yuncan, Malpaso, Machu Picchu), Ecuador (Hydroagoyan), Bolivia (Cobee), Honduras (Rio Blanco), Canada (Iroquois Falls).
Nov. 2002 – Sep. 2004

DUKE ENERGY

Soporte de Control e Inventarios para las Centrales Hidroeléctricas de Cañón del Pato y Carhuaquero. También las antiguas térmicas. Feb. 2001 – Oct. 2002

ESTUDIOS

ESAN Business School

Estudios de Maestría en Gestión de Energía 2016 - 2019

Pontificia Universidad Católica del Perú, Facultad de Ingeniería Industrial

Ingeniero Industrial 1994 - 2002

SANDOVAL MONZÓN, MIGUEL ÁNGEL

Magíster en Dirección de Empresas por la Universidad ESAN, Abogado, por la Universidad Católica Santa María de Arequipa, Especialista en Regulación en Energía por Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas – UPC y por Universidad Nacional de Ingeniería – UNI, candidato a doctor en Derecho y Ciencia Política por la Universidad de Barcelona - España y por la Pontificia Universidad Católica del Perú, estudios de Maestría en Gestión de la Energía en la Universidad Esan.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

VIVENERGY S.A. Compañía de Gestión, Eficiencia y Sostenibilidad Energética con Soluciones Off Grid y On Grid **2019 – A la fecha**

Gerente General.

SANDOVAL.COM Empresa Unipersonal de Asesoría y Consultoría en Estructuras Regulatorias. **2012 - 2018**

Consultor en Regulación

ADINELSA - Empresa Administradora de Infraestructura Eléctrica S.A.

Superintendente de Concesiones y Transferencias –

Adscrito a la Gerencia Comercial. **2009 - 2012**

EGASA - Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.

Jefe División de Asesoría Legal **2001 – 2007**

RESUMEN EJECUTIVO

Iquitos es la ciudad de la Amazonia Peruana con muchos contrastes; tiene la población aislada más grande del mundo, las únicas vías de acceso a la ciudad son por circuitos pluviales y aéreos, posee multiculturalidad de etnias originarias dentro de un enorme territorio, posee abundantes recursos naturales, tiene un sistema de suministro eléctrico de generación convencional que no se encuentra interconectado al resto del país, Etc.

La matriz energética del sistema aislado de Iquitos está conformada por un sistema térmico operado localmente por la empresa GENRENT S.A. y la empresa estatal ELECTRO ORIENTE S.A., éste sistema no se encuentra conectado al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Ante el aislamiento y la dependencia del combustible fósil, diésel y residual para la generación de electricidad, en 2013, el Estado Peruano, impulsó el proyecto denominado “Línea de Interconexión Eléctrica Moyobamba-Iquitos en 220 KV y Nueva Central Termoeléctrica de Iquitos”, central que funcionaría como reserva fría tras la interconexión. Dicho proyecto adjudicado a la española Isolux en octubre de 2014, quedó resuelto en 2017 por incumplimientos contractuales y por no contar con licencia social de las comunidades en la zona de influencia. Frente a esta circunstancia el Estado tuvo que adjudicar a GENRENT la generación térmica del suministro eléctrico convirtiéndose de reserva fría a una de despacho permanente para Iquitos.

Desde octubre de 2017, la Nueva C.T. Iquitos de 77 MW de potencia instalada despacha energía para abastecer la demanda eléctrica de Iquitos. En 2018 la cuota de generación de GENRENT fue de 55MW y los grupos térmicos de ELECTROORIENTE S.A. con una potencia instalada de 71.15 MW sólo entregaron 5MW para cubrir la demanda.

Dado que la generación térmica en Iquitos tiene un costo variable de 100 US\$/MWh mientras que en Moyobamba el precio de barra de energía es de 42 US\$/MWh, resulta inviable trasladar dicho costo a los usuarios eléctricos de Iquitos, por ello, el Estado tomó la decisión de subsidiar la energía eléctrica a Iquitos mediante un Mecanismo de Compensación creado por la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, de forma tal que se iguale virtualmente los precios de Iquitos con los del SEIN y con ello se libera la presión socio- política de la fallida construcción de la línea de conexión de Iquitos con el SEIN.

En el año 2018, para el país, el Mecanismo de Compensación significa un gasto anual de US\$62.1 Millones al año, recaudado mediante un incremento en las tarifas eléctricas pagadas por los usuarios del SEIN, técnicamente se da la compensación de una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN. Por tanto, cualquier proyecto que reduzca los costos de generación térmica en Iquitos tendrá como correlato la reducción del Subsidio y con ello una rebaja en las tarifas eléctricas, por lo que resulta oportuno evaluar la factibilidad de la implementación de una central de generación eléctrica en base fuentes renovables no convencionales como medio de reducción del coste del referido subsidio y contribuir a la seguridad energética de dicho sistema mediante la disminución de la dependencia de combustibles fósiles destinados a la generación de electricidad.

Mantener la generación térmica con Diésel en Iquitos significa también un riesgo a la volatilidad de los precios de los combustibles, por ser un commodity a precios internacionales.

En Iquitos, PETROPERÚ produce el 100% de los combustibles que se consumen en la zona, remitiéndose a la costa, vía Oleoducto, los combustibles no consumidos. La demanda de combustibles en Iquitos es de 500 barriles por día, mientras que las centrales térmicas consumen 1100 barriles por día. Siendo así, un cambio sustancial en la demanda de combustibles de Iquitos, sea por la operación de la Línea de Transmisión o por un proyecto renovable de envergadura tendrá un efecto directo en el tratamiento de los combustibles y sus precios.

Así, la investigación evidencia que la actual producción anual de energía térmica ascendente a 309 556.50MWh, con un consumo de 450 000 barriles de combustible y un coste variable de US\$30 Millones anuales; se verá optimizada en 5% con la reducción de generación fósil equivalente a 408 barriles de petróleo anuales y US\$1.5 Millones que representan 17 169.60MWh; a través de la inclusión en la matriz energética de Iquitos de una planta de generación solar fotovoltaica de 10 MW que impactará también en el ahorro del coste del Mecanismo de Compensación en S/.3 036 374.10 anuales.

El Proyecto de una central solar fotovoltaica de 10 MW en Iquitos significa el 5% de la energía térmica producida y por tanto no afecta la demanda de combustibles. Para que dicho proyecto sea viable, a la Tasa de Retorno para un periodo de 10 años, requiere un precio monómico de 83US\$/MWh, valor mucho menor al costo variable de la Central Térmica de Iquitos, por lo tanto se tendría un ahorro en los subsidios que hoy se aplican.

Como podrá apreciarse en la investigación, se ha evaluado un proyecto técnico, regulatorio, político y económico que ha optimizado y hecho más eficiente el uso del fondo denominado Mecanismo de Compensación para el Sistema Aislado de Iquitos, considerando las limitaciones de la red existente y su flexibilidad, así como el pago de la inversión de forma segura y con consecuente reducción de huella de carbono o CO₂.

Para definir el proyecto de la Planta Solar Fotovoltaica en Iquitos, se hicieron diversos análisis que permitieron determinar cuál es la fuente de generación óptima en las actuales condiciones del Sistema Aislado de Iquitos. El descarte de tecnologías se realizó por evaluación de costos monómicos, tomando como referencia la evolución y madurez de cada una de las opciones tecnológicas aplicables a Iquitos. Así mismo, se hizo un análisis de sensibilidad para determinar la rentabilidad óptima de la central, resultando 10MW, lo que se encuentra alineado con la Acción de Mitigación Nacionalmente Apropriadas (NAMA) que establece que la energía que provea una central de 10MW debe cubrir el 5% de la demanda total de energía.

Finalmente, se analizaron los instrumentos normativos y regulatorios para el ingreso al Sistema Aislado de Iquitos de una propuesta de generación solar fotovoltaica, encontrando viable: *(i)* Efectuar una Subastas RER Regional para la cobertura del déficit energético, a través de una modificación normativa, y *(ii)* Proponer la Celebración de un contrato de suministro directo entre generador y distribuidor asegurando la remuneración de la inversión con el reconocimiento del costo medio de la tecnología y el pago de una proporción del mecanismo de compensación asignado a dicho sistema aislado.

De los resultados planteados a las hipótesis, la conclusión de la investigación es la factibilidad técnica, regulatoria y económica para desarrollar una Planta Solar Fotovoltaica de 10 MW en el Sistema Aislado de Iquitos de manera que se obtenga el deseable mix de generación con el consecuente equilibrio entre sostenibilidad ambiental, crecimiento económico, acceso y seguridad energética.

CURRICULUM VITAE DE AUTORES	II
RESUMEN EJECUTIVO.....	VII
LISTA DE TABLAS	XV
LISTA DE GRÁFICAS	XVII
GLOSARIO DE TERMINOS	XX
1. CAPITULO I: INTRODUCCION.....	- 1 -
1.1. Hipótesis.....	- 1 -
1.2. Objetivo general.....	- 1 -
1.3. Objetivos Específicos.....	- 1 -
1.4. Alcance.....	- 2 -
1.5. Justificación.....	- 2 -
2. CAPITULO II: PROBLEMÁTICA DE IQUITOS	- 3 -
2.1. Introducción.....	- 3 -
2.2. Problemática nacional (SEIN).....	- 3 -
2.3. Sistemas aislados	- 6 -
2.4. Problema del sistema aislado de Iquitos	- 7 -
2.5. Dependencia de hidrocarburos fósiles	- 9 -
2.6. Proyecto fallido de Línea de Transmisión	- 9 -
2.7. Agentes de mercado que intervienen en sistemas eléctricos aislados (ELOR GENRENT).....	- 11 -
2.7.1. Presidencia de la República del Perú.....	- 11 -
2.7.2. Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	- 12 -
2.7.3. Gobierno Regional de Loreto	- 12 -
2.7.4. Agencia de la Inversión Privada en el Perú (Pro Inversión)	- 12 -
2.7.5. Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados	- 13 -
2.7.6. GENRENT Empresa Generadora	- 13 -

2.7.7.	Empresas de distribución eléctrica del Oriente ELOR	- 16 -
2.7.8.	Comunidades nativas y campesinas de la región Loreto	- 19 -
2.7.9.	Universidades e institutos (Universidades).....	- 20 -
2.7.10.	Organismos no gubernamentales (ONG)	- 20 -
2.8.	Participación de los agentes en régimen de Sistemas Aislados.....	- 21 -
3.	CAPITULO III: MARCO TEORICO.....	- 22 -
3.1.	Introducción.....	- 22 -
3.2.	Contexto Global.....	- 22 -
3.3.	Tendencias y propuestas RER NC.....	- 23 -
3.4.	Transición energética mundial	- 25 -
3.4.1.	Descarbonización de la matriz.....	- 26 -
3.4.2.	Bonos y Huella de carbono	- 26 -
3.4.3.	Intervención del agente rector del sector	- 27 -
3.4.4.	Lineamiento de la OCDE	- 27 -
3.4.5.	Recomendaciones de las Agencias Internacionales de la Energía	- 31 -
3.5.	Política Energética Nacional	- 32 -
3.5.1.	Participación de energía renovable en la demanda nacional.....	- 32 -
3.5.2.	Electrificación Rural y coeficiente de electrificación.....	- 32 -
3.5.3.	Sostenibilidad Energética.....	- 33 -
3.5.4.	Inclusión Social	- 34 -
3.5.5.	Rentabilidad Social.....	- 35 -
3.6.	Competencia en los negocios de Generación y Comercialización (RER y COES)-	35
-		
3.6.1.	Limitantes al despliegue de proyectos RER NC en Perú.....	- 35 -
3.6.2.	La potencia firme como un criterio importante para la generación con RER NC -	35 -
3.7.	Diversidad de tecnologías de generación.....	- 36 -

3.7.1.	Generación a partir de fotovoltaicas	- 37 -
3.7.2.	Generación con fuentes termo-solares	- 37 -
3.7.3.	Generación a partir de energía eólica	- 38 -
3.7.4.	Generación a partir de energía biogás.....	- 40 -
3.7.5.	Generación a partir de energía biomasa	- 40 -
3.7.6.	Generación a partir de energía hidroeléctrica.....	- 40 -
3.7.7.	Generación a partir de energía térmica a gas	- 41 -
3.8.	Conexión eléctrica mediante LLTT	- 47 -
3.9.	Benchmarking de las ENRC en otros países	- 48 -
3.10.	Marco normativo de la generación con RER NC.....	- 50 -
3.10.1.	Subastas RER para cobertura del déficit energético	- 50 -
3.10.2.	Inversión por iniciativa de asociación pública-privada	- 55 -
3.10.3.	Otros instrumentos de incentivos no tarifarios	- 56 -
3.10.4.	Restricciones regulatorias	- 57 -
3.10.5.	Riesgo Regulatorio.....	- 58 -
3.11.	Tarifas y Mecanismo de compensación de sistemas aislados.....	- 58 -
3.11.1.	Tarifas en barra a nivel de generación.....	- 58 -
3.11.2.	Criterios de Eficiencia en los Precios en Barra de Sistemas Aislados.	- 59 -
3.11.3.	Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados.....	- 60 -
3.11.4.	Programa de Transferencias por aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.....	- 61 -
4.	CAPITULO IV: METODOLOGIA	- 66 -
4.1.	Introducción.....	- 66 -
4.2.	Escenario base del sistema aislado al 2018.....	- 66 -
4.2.1.	Composición del mercado de generación	- 67 -
4.2.2.	Oferta de energía.....	- 67 -

4.2.3.	Demanda de energía.....	- 69 -
4.3.	Variables de decisión para elección de tecnología	- 73 -
4.3.1.	Comparación de precio en barra a nivel de generación por tecnología	- 73 -
4.4.	Opciones de evaluación de ingreso al mercado del sistema aislado.....	- 74 -
4.4.1.	Mediante una subasta RER – Regional.....	- 74 -
4.4.2.	Celebración de contrato directo entre ELOR	- 80 -
4.5.	Aplicaciones de software de operatividad y estabilidad	- 81 -
4.6.	Opinión de Expertos y entrevistas	- 82 -
5.	CAPITULO V: ANALISIS Y RESULTADOS	- 83 -
5.1.	Introducción.....	- 83 -
5.2.	Sustento de una planta solar fotovoltaico de 10 MW	- 83 -
5.2.1.	Política	- 83 -
5.2.2.	Técnica	- 84 -
5.2.3.	Regulatorio	- 86 -
5.2.4.	Económica.....	- 88 -
5.3.	Estudio Especializado	- 89 -
5.3.1.	Determinación de la radiación solar fotovoltaica	- 89 -
5.3.2.	Determinación de la radiación solar – Medición directa.	- 91 -
5.3.3.	Producción de energía Solar Fotovoltaica.....	- 92 -
5.3.4.	Estudio operatividad del sistema eléctrico.....	- 94 -
5.4.	Análisis de mercado de Iquitos.....	- 94 -
5.5.	Análisis de stake holders	- 97 -
5.6.	Análisis Técnico-Resultados de la EPO.....	- 98 -
5.6.1.	Análisis de flujo de carga	- 100 -
5.6.2.	Resultados nivel de tensión en barras	- 101 -
5.6.3.	Nivel de carga en líneas de transmisión.....	- 101 -

5.6.4.	Nivel de carga en transformadores	- 101 -
5.6.5.	Análisis de cortocircuito Monofásico.	- 101 -
5.7.	Análisis económico-financiero (para el caso de un contrato tipo PPA)	- 102 -
5.7.1.	Cuadro de control	- 103 -
5.7.2.	Producción de Energía – Radiación Solar.....	- 104 -
5.7.3.	Costos de inversión (CAPEX).....	- 106 -
5.7.4.	Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)	- 107 -
5.7.5.	Ingresos: Precio de la Energía y Cantidad	- 107 -
5.7.6.	Depreciación.....	- 109 -
5.7.7.	Flujo de Caja Económico.	110
5.7.8.	Flujo de Caja Financiero.	111
5.7.9.	Estructura financiera del Proyecto - Servicio de Deuda	112
5.7.10.	Tasa de Descuento.....	113
5.8.	Análisis de sensibilidad.....	115
5.8.1.	Análisis de Sensibilidad: Punto Crítico:	115
5.8.2.	Análisis de Unidimensional.....	115
5.9.	Análisis Social y Político	118
5.10.	Análisis Ambiental.....	118
5.11.	Análisis de emplazamiento	119
5.12.	Análisis de casos de éxito en la región.....	121
5.13.	Análisis de matriz de riesgos	122
5.14.	FODA	123
6.	CAPITULO V: CONCLUSIONES	126
7.	CAPITULO V: RECOMENDACIONES	129
	BIBLIOGRAFÍA.....	130
	ANEXOS	132

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 3-1 Consumo de Petróleo Residual al 2018. Elaboración Propia</i>	- 27 -
<i>Tabla 3-2. CAPEX en Central Eólica de 10MW</i>	- 39 -
<i>Tabla 3-3. Costo de la energía en Eólica de 10MW</i>	- 39 -
<i>Tabla 3-4. CAPEX en Hidroeléctrica de 100MW</i>	- 41 -
<i>Tabla 3-5. Costo de la energía en Hidroeléctrica de 100MW</i>	- 41 -
<i>Tabla 3-6. Consumos calculados de gas natural en planta GENRENT</i>	- 42 -
<i>Tabla 3-7. Propuesta de transporte de gas. Evaluación con una demanda a costo 9 \$/ MMBTU recomienda GNL marítimo. Realizado por Ramírez, E. (2012)</i>	- 42 -
<i>Tabla 3-8. Inversión y Costo combustible para la adaptación de Genrent a GNL (Camisea)</i> ...- 44 -	
<i>Tabla 3-9. Anualidad y O&M para la adaptación de Genrent a GNL (Camisea)</i>	- 45 -
<i>Tabla 3-10. CVC para la adaptación de Genrent a GNL (Camisea)</i>	- 45 -
<i>Tabla 3-11. Costo de la energía en la operación Genrent a GNL (Camisea)</i>	- 45 -
<i>Tabla 3-12. Inversión y Costo combustible para la adaptación de Genrent a GNL (Trinidad & Trobago)</i>	- 46 -
<i>Tabla 3-13. Anualidad y O&M para la adaptación de Genrent a GNL (Trinidad & Trobago)</i> .- 46 -	
<i>Tabla 3-14. CVC para la adaptación de Genrent a GNL (Trinidad & Trobago)</i>	- 46 -
<i>Tabla 3-15. Costo de la energía en la operación Genrent a GNL (Trinidad & Trobago)</i> . - 47 -	
<i>Tabla 3-16. Anualidad y O&M para la operación de LLTT</i>	- 47 -
<i>Tabla 3-17. Costo de la energía en la operación de LLTT</i>	- 48 -
<i>Tabla 3-18. Resultados Primera Subasta RER. Fuente MEM</i>	- 53 -
<i>Tabla 3-19. Resultados Segunda Subasta RER. Fuente MEM</i>	- 53 -
<i>Tabla 3-20. Resultados Tercera Subasta RER. Fuente MEM</i>	- 53 -
<i>Tabla 3-21. Resultados Cuarta Subasta RER. Fuente MEM</i>	- 54 -
<i>Tabla 3-22. Situación de proyectos al finalizar la 4ta Subasta. Fuente: Osinergmin a Setiembre 2018</i>	- 54 -
<i>Tabla 4-1. Programa de despacho CT Iquitos. Fuente: ELOR</i>	- 68 -
<i>Tabla 4-2. Fiche técnica central termoelectrica de Iquitos. Fuente: Osinergmin</i>	- 68 -
<i>Tabla 4-3. Comparación de crecimiento, PBI, ventas. Fuente: ELOR</i>	- 71 -
<i>Tabla 4-4. Comparación de producción electrica SEIN e Iquitos. Elaboración propia. Fuente: COES</i>	- 71 -
<i>Tabla 4-5. Comparación de los precios monómicos de los diferentes tipos de generación eléctrica</i>	- 73 -

<i>Tabla 5-1. Cuadro de Inversiones, Tarifa, Financiamiento y Deuda.....</i>	<i>- 89 -</i>
<i>Tabla 5-2. Impacto económica de la Central Solar.....</i>	<i>- 89 -</i>
<i>Tabla 5-3. Data de Radiación de los últimos 33 años. Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) Elaboración: Propia.....</i>	<i>- 90 -</i>
<i>Tabla 5-4. Valores de Radiación en promedios mensuales. Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) Elaboración: Propia</i>	<i>- 93 -</i>
<i>Tabla 5-5. Determinación de las horas equivalentes y energía generada. Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) Elaboración: Propia.....</i>	<i>- 93 -</i>
<i>Tabla 5-6 Crecimiento y déficit de demanda en el año 2016. Fuente: ELOR</i>	<i>- 94 -</i>
<i>Tabla 5-7 Control de proceso. Fuente y Elaboración: Propia</i>	<i>- 104 -</i>
<i>Tabla 5-8. Datos importantes de radiación. Fuente y Elaboración: Propia</i>	<i>- 105 -</i>
<i>Tabla 5-9. Radiación representativa mensual de Iquitos. Fuente: NASA – EEUU Elaboración: Propia.....</i>	<i>- 105 -</i>
<i>Tabla 5-10. Ratios de inversión-Chile. Fuente CNE - Chile.....</i>	<i>- 106 -</i>
<i>Tabla 5-11. Capex detallado para la central solar de 10 MW. Fuente y Elaboración: BOW POWER S.A.C.....</i>	<i>- 107 -</i>
<i>Tabla 5-12. Opex detallado para la central solar de 10 MW. Fuente y Elaboración: Propia</i>	<i>- 107 -</i>
<i>Tabla 5-13. Calculo de la tarifa en barra para solar. Fuente: ODINERGMIN /Elaboración: Propia.....</i>	<i>- 108 -</i>
<i>Tabla 5-14. Tabla de depreciación del CAPEX. Fuente y Elaboración: Propia.....</i>	<i>- 109 -</i>
<i>Tabla 5-15. Flujo de caja económico. Elaboración Propia.....</i>	<i>110</i>
<i>Tabla 5-16. Flujo de caja financiero. Elaboración Propia</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 5-17. Estructura de Deuda, Tasas y Deuda. Fuente y Elaboración: Propia</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 5-18. Determinación de la tasa de descuento. Fuente y Elaboración: Varias/Propia</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 5-19. Análisis de Sensibilidad: Punto Crítico. Elaboración: Propia</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 5-20. Análisis Unidimensional. Elaboración Propia.....</i>	<i>116</i>
<i>Tabla 5-21. Análisis Bidimensional. Elaboración Propia</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 5-22. Emisiones de toneladas CO2, condición actual.</i>	<i>118</i>
<i>Tabla 5-23. Emisiones de toneladas CO2, propuesta usando RER NC.</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 5-24. Matriz de riesgos.....</i>	<i>123</i>

LISTA DE GRÁFICAS

<i>Gráfico 2-1. Estructura de venta de Energía. Fuente FONAFE.....</i>	<i>- 17 -</i>
<i>Gráfico 2-2. Estadística relevante de Electrificación y clientes. Fuente FONAFE.....</i>	<i>- 17 -</i>
<i>Gráfico 2-3. Utilidades neta periodo 2017 y 2018. Fuente FONAFE.....</i>	<i>- 18 -</i>
<i>Gráfico 2-4. Estados financieros de ELOR. Fuente: MEF 2018</i>	<i>- 18 -</i>
<i>Gráfico 2-5. Pueblos Indígenas reconocidos en Perú. Fuente: Instituto Nacional de Desarrollo de Pueblo Andinos, Amazónicos y Afroperuano (INDEPA)</i>	<i>- 19 -</i>
<i>Gráfico 2-6. Visión general de Stakeholders. Elaboración propia.</i>	<i>- 20 -</i>
<i>Gráfico 2-7. Tipología de Stakeholders: Priorización. Elaboración propia.....</i>	<i>- 21 -</i>
<i>Gráfico 3-1 Comparación % de producción renovable en UE. Fuente Fuente: BP Overview 2019.....</i>	<i>- 23 -</i>
<i>Gráfico 3-2. Mapa de subastas de energía RER no convencionales en el 2016.....</i>	<i>- 25 -</i>
<i>Gráfico 3-3. Evolución por fuente de producción de energía en GWh, Elaboración propia, Fuente: COES.....</i>	<i>- 26 -</i>
<i>Gráfico 3-4. Visión de emisiones de CO2 al 2040. Fuente: EIA Outlook 2018.....</i>	<i>- 31 -</i>
<i>Gráfico 3-5. Evolución del presupuesto para electrificación rural. Fuente: MINEM.....</i>	<i>- 33 -</i>
<i>Gráfico 3-6. Ranking Acuerdo Pacífico. Fuente WEF 2017.....</i>	<i>- 33 -</i>
<i>Gráfico 3-7. Generación eléctrica con energía solar en zonas aledañas del país.....</i>	<i>- 34 -</i>
<i>Gráfico 3-8. Máxima demanda por recurso en febrero 2018. Fuente COES.</i>	<i>- 36 -</i>
<i>Gráfico 3-9. Máxima oferta por recurso en febrero 2018. Fuente COES.</i>	<i>- 37 -</i>
<i>Gráfico 3-10. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. Fuente: Osinergmin</i>	<i>- 37 -</i>
<i>Gráfico 3-11. Perfil de carga de una generación termo-solar</i>	<i>- 38 -</i>
<i>Gráfico 3-12. Variación horaria del viento en zona de Talara. Fuente: COES.....</i>	<i>- 39 -</i>
<i>Gráfico 3-13. Modelo de una turbina tipo bulbo. Fuente: FOID</i>	<i>- 41 -</i>
<i>Gráfico 3-14. Cartera de proyectos con variada diversificación. Fuente: Reporte Dic. 2018 Sistema eléctrico chileno SYSTEP.....</i>	<i>- 49 -</i>
<i>Gráfico 3-15. Línea de tiempo de la regulación RER. Fuente: Elaboración Osinergmin. .-</i>	<i>- 50 -</i>
<i>Gráfico 3-16. Análisis comparativo del requerimiento de energía en los 4 procesos de subasta RER. Fuente: Publicación de Alberto Ríos.</i>	<i>- 51 -</i>
<i>Gráfico 3-17. Tendencia del precio de adjudicación de energía. Fuente: Osinergmin</i>	<i>- 51 -</i>
<i>Gráfico 3-18. Tendencia de la oferta de energía. Fuente: Osinergmin</i>	<i>- 52 -</i>
<i>Gráfico 3-19. Realidad del avance de los proyectos RER adjudicados. Fuente: Osinergmin ...-</i>	<i>52 -</i>
<i>Gráfico 3-20. Situación actual de proyectos RER. Fuente: Osinergmin.....</i>	<i>- 55 -</i>
<i>Gráfico 3-21. Bloques horarios en RER. Fuente: CNE.....</i>	<i>- 56 -</i>

Gráfico 3-22. Cuadro comparativo de sistemas aislados. Informe-No.051-2007-GART. Fuente: OSINERGMIN.	- 58 -
Gráfico 3-23. Cuadro de Precios en Barra en Iquitos. Fuente: Osinergmin / Elaboración: Propia.....	- 60 -
Gráfico 3-24. Composición del Precio en Barra para los sistemas aislados. Fuente: OSINERGMIN. Elaboración: Propia	- 61 -
Gráfico 3-25. Esquema de aporte del SEIN a los Sistemas aislados. Fuente y Elaboración: Propia.....	- 62 -
Gráfico 3-26. Participación de empresas receptoras del MCSA2017. Fuente y Elaboración: Propia.....	- 63 -
Gráfico 3-27. Transferencias del Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados 2017. Fuente y Elaboración: Propia.....	- 63 -
Gráfico 3-28. Participación de empresas receptoras del MCSA2018. Fuente y Elaboración: Propia.....	- 64 -
Gráfico 3-29. Transferencias del Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados 2018. Fuente y Elaboración: Propia.....	- 64 -
Gráfico 4-1. Área de concesión de ELOR. Fuente: Mapa Minero-Energético del Osinergmin. -	67 -
Gráfico 4-2. Crecimiento de la demanda energética en Iquitos. Fuente: ELOR.....	- 69 -
Gráfico 4-3. Crecimiento de la demanda en MT y BT. Fuente: ELOR	- 70 -
Gráfico 4-4. Crecimiento de la producción SEIN vs Sistemas aislados (SEAI)	- 72 -
Gráfico 4-5. Participación de las RER en las 4 subastas. Fuente: Osinergmin / Elaboración: Propia.....	- 74 -
Gráfico 4-6. Ingreso Garantizado= Spot + Prima RER. Fuente: Osinergmin.....	- 76 -
Gráfico 4-7. Ingreso Garantizado= MCSA + Precio en barra. Fuente: Osinergmin.....	- 77 -
Gráfico 5-1. Determinación del mínimo técnico de la central solar. Elaboración: Propia.-	85 -
Gráfico 5-2. Determinación del máximo técnico de la central solar. Elaboración: Propia.-	86 -
Gráfico 5-3. Variación de la data histórica de 33 años de radiación de Iquitos. Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) Elaboración: Propia.....	- 91 -
Gráfico 5-4. Esquema eléctrico grupo de generación de 1MW conectado a la red de Iquitos de 60kW. Elaboración Propia.....	- 94 -
Gráfico 5-5. Crecimiento y déficit de demanda en el año 2016. Fuente ELOR.....	- 95 -
Gráfico 5-6. Perfil de carga de ELOR. Fuente: ELOR	- 95 -
Gráfico 5-7. Lista de actores en Mactor. Elaboración Propia.	- 97 -
Gráfico 5-8. Convergencia y Divergencia en Mactor. Elaboración Propia.....	- 98 -
Gráfico 5-9. Representación gráfica del sistema eléctrico Iquitos en software DigSilent. Elaboración Propia	- 100 -
Gráfico 5-10. Ratios de inversión-Subastas RER Perú. Fuente OSINERGMIN.....	- 106 -

<i>Gráfico 5-11. Proyección de la línea de interconexión Moyobamba Iquitos en 220KV Fuente: Mapa Minero-Energético del Osinergmin.</i>	<i>119</i>
<i>Gráfico 5-12. Posible ubicación de la Central solar de 10MW.....</i>	<i>120</i>
<i>Gráfico 5-13. Evolución del precio de energía en Latinoamérica. Fuente EIA</i>	<i>121</i>

GLOSARIO DE TERMINOS

Agente: Denominación genérica dada a uno o el total de empresas dedicadas a la Generación, Transmisión, Distribuidores y Usuarios denominados “Libres”.

COES: Viene a ser el Comité de Operación Económica del SEIN o Sistema Interconectado Nacional.

DL 1002: Decreto Legislativo N° 1002, Es para nuestro caso uno de los dispositivos más importantes, el Decreto Legislativo que promociona la inversión en la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

Empresa de Transmisión: Persona Jurídica cuya actividad principal son las actividades de Transmisión Eléctrica y cuya fuente principal de ingresos provienen del servicio de transporte de energía eléctrica.

ELOR: Electro Oriente (distribuidor eléctrico en Iquitos).

DGE: Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

FONAFE: Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado

Generador: Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.

GWh: Gigawatt-hora, unidades de energía.

kV: Kilo-Volts, unidades de tensión.

kWh: Kilo-hora, unidades de energía.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas

LGER: Ley General de Electrificación Rural.

MCSAI: Mecanismo de Compensación para el Sistema Aislado de Iquitos.

MINEM: Ministerio de Energía y Minas.

MWh: Mega-hora, unidades de energía.

NASA: La Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio.

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

OEFA: Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

PETROPERU: Es una empresa estatal peruana dedicada al transporte, refinación, distribución y comercialización de combustibles.

RER: Recurso energético renovable

RER NC: Recurso energético renovable no convencional

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

SEAI: Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos

Suministrador: Es quien agencia o la entidad que suministra la electricidad a otra entidad o al final usuario de los mercados libre/regulado.

Stake-holders: Involucrados directa o indirectamente en el proyecto.

Tercero: Aquellos que sin mediar de forma directa en un particular acto de compra-venta de algún servicio eléctrico, se conectan a la red y participan en las transferencias de electricidad e influyen en la calidad.

Transmisor: quien posee el título de una concesión para la transmisión de electricidad.

Usuario: persona natural y jurídica quienes reciben el servicio/suministro de electricidad para propio consumo y/o venta a algún tercero.

CAPITULO I: INTRODUCCION

1.1. Hipótesis

- La actual producción eléctrica del Sistema Aislado de Iquitos en base de Residual 6 y Diesel podría ser reemplazada mediante generación de electricidad proveniente de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales, en la misma zona geográfica, con poca inversión y sin afectar la seguridad energética con lo cual también se reduciría la actual huella de carbono.
- Sería viable para el Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos recibir nuevas cargas de energía proveniente de fuentes con Recurso Energéticos Renovables no Convencionales sin producir perturbaciones operativas en la red de dicho sistema.
- El Mecanismo de Compensación usado para remunerar las inversiones en el Sistema Aislado de Iquitos sería más eficiente con la inclusión de fuentes de generación Renovables no Convencionales.
- Es posible el ingreso de una generación renovable no convencional en el Sistema Aislado de Iquitos con la normativa vigente o podría mejorarse la regulación para hacer atractiva la inclusión de este tipo de generación que disminuya la generación fósil contaminante.

1.2. Objetivo general

Analizar la viabilidad de la implementación de una central de generación eléctrica en base fuentes renovables no convencionales como medio de reducción del costo de la energía en Iquitos que permita contribuir a la seguridad energética mediante la disminución de la dependencia de los combustibles fósiles y la consecuente reducción de la huella de carbono.

1.3. Objetivos Específicos

- ✓ Demostrar técnica y económicamente la viabilidad del proyecto de generación solar fotovoltaico en el actual escenario del Sistema Aislado de Iquitos.

- ✓ Demostrar que puede reducirse el subsidio económico del Mecanismo de Compensación mediante la inclusión de una nueva tecnología de generación que permita ahorro en el sistema de pago del proyecto.

1.4. Alcance

- ✓ Comparación de varias soluciones de energía aplicables al Sistema Aislado de Iquitos.
- ✓ Propuesta de un esquema de pago adecuado para el ingreso de una Planta Solar Fotovoltaica en el Sistema Aislado de Iquitos.
- ✓ Factibilidad técnica con data del área de influencia del proyecto.
- ✓ Consideración política, medio-ambiental, geográfica y social aplicable al proyecto.
- ✓ Estudios económico-financieros del proyecto que correspondan.

1.5. Justificación

Nos encontramos en un escenario global de promoción de las energías renovables con metas de reducción concretas de CO₂, en esta línea el Perú cuenta con una riqueza de fuentes renovables que debe ponerse en valor, además de cumplir con compromisos internacionales asumidos en materia de reducción de emisiones y promoción de fuentes verdes de energía.

Es oportuno entonces encontrar recursos alternativos que puedan reducir el alto costo energético actual, contaminante; por otro eco-amigable, técnica y económicamente viable.

Desde una perspectiva económica, la actual producción anual de energía térmica que registra un coste variable de US\$30 Millones anuales, debería verse optimizado en 5% con la reducción de la generación fósil equivalente a US\$1.5 Millones; con lo cual se justificaría la constitución de un mix generación que impacte en el ahorro del coste del Mecanismo de Compensación en S/.3 036 374.10 anuales destinado a dicho sistema.

CAPITULO II: PROBLEMÁTICA DE IQUITOS

2.1. Introducción

El presente capítulo expone las dificultades en el suministro de energía eléctrica que el Sistema Aislado de Iquitos actualmente presenta, también mencionan algunos de los proyectos emblemáticos que se intentaron implementar y desarrollar en la zona.

El marco regulatorio es un hito importante en la investigación, por lo que analizaremos la normativa embebida en la operación del suministro eléctrico peruano y en particular para el Sistema Aislado de Iquitos donde también se describirá su mercado eléctrico.

2.2. Problemática nacional (SEIN)

Para entender la problemática nacional del sector electricidad en principio debe entenderse la problemática de la institución a cargo de la gestión del sector a nivel país, vale decir al MINISTERIO DE ENERGIA, es así que hace 8 años procuró la primera Política Energética de cara al 2040, política contenida en el DS 064-2010-PCM y que establece una serie de enunciados que legitiman, entre otros aspectos: (i) la diversificación de la matriz energética para asegurar el abastecimiento confiable y oportuno de la demanda de energía, fortaleciendo la competitividad del Perú en un mundo globalizado y garantizando su desarrollo sostenible. (ii) Promueve la inversión privada en el sector energético con reglas claras y estables. (iii) Fomenta y ejecuta obras de energización en las zonas rurales y aisladas del país para ampliar la cobertura de la demanda, crea oportunidades para más peruanos y mejorar la calidad de vida de la población. (iv) Fomenta el uso eficiente de la energía y (V) Promueve la integración energética regional. (Complementariedad, Economía de Escala, Fortalecimiento Infraestructura)

Sin embargo, poco o nada se ha avanzado sobre el desarrollo de dicha política por diferentes factores, en opinión de los expertos Julio César Romaní Aguirre y Víctor Arroyo Chalco¹, no se ha alcanzado el desarrollo esperado. No obstante, dadas las actuales condiciones del sector que se ha movido más por circunstancias de mercado que por una coherente planificación energética, se abre a una la frontera con expectativas de 10 a 15 años,

¹ Publicación de la Fundación Friedrich Ebert (FES), Quinto Título: “Eficiencia energética: políticas públicas y acciones pendientes en el Perú”, a cargo de Julio César Romaní Aguirre y Víctor Arroyo Chalco, SINCO Editores 2012, Páginas 25 y 26

reduciéndose el horizonte en 10 años, es decir ahora la Política Energética, aunque no planificada, se estima de cara al año 2030.

Es así que la visión del sector eléctrico en el Perú tiene un horizonte al 2030, políticas anunciadas por el Ministro de Energía y Minas, representado por el Eco. Francisco Ismodes en octubre de 2018 en el VII Congreso Internacional Día de la Energía², estimando lo siguiente:

- 100% cobertura de electrificación del territorio nacional al 2021
- Contar con una codificación u ordenamiento del marco regulatorio que no tiene cambios sustanciales desde el año 2006.
- Alcanzar el 15% de generación de energía con RRER NC al 2030, lo que actualmente alcanza únicamente el 4.5%
- Darse la integración eléctrica regional, con países vecinos, como Ecuador Colombia, Bolivia y Chile.
- Implementar Smart Grid, Movilidad Eléctrica a través de autos eléctricos eficiencia energética en los siguientes años.

El Ministro precisó además que, uno de los grandes problemas que atraviesa el sector en estas condiciones es la producción de electricidad concentrada básicamente en el centro del país, pese a que al 2018, la generación hídrica ha ido aumentando y el gas natural creció hasta el 2016, dando paso al incremento paulatino de las energías renovables.

La problemática nacional pasa entonces por la necesidad de actualizar la Política Energética país, considerando la agilidad de la permisología, la prontitud de obtención de los instrumentos de gestión y certificación ambiental, la atención de los problemas para la ejecución de proyectos, ampliaciones de plazo, y la actualización de procesos, entre otros.

Las causas que dieron origen a estos problemas, según el Ministerio, son:

- Sobreoferta de capacidad
- Posiciones contractuales entre los agentes
- Posibilidad de declarar precios de gas natural

² Políticas anunciadas en la Exposición realizada por el Ministro de Energía y Minas, Eco. Francisco Ismodes el pasado 23 de octubre de 2018, en Lima, en el VII Congreso Internacional Día de la Energía, donde presentó su ponencia: Avances y retos del sector energético, competitividad y sostenibilidad, con la que dio la visión del sector eléctrico, minero y de hidrocarburos al 2030.

- Centrales Térmicas frente a rigidez en los contratos de gas.
- Ingresos de RERS a costos cero sin contrato.
- Forma de contratación entre distribuidoras y generadoras.

Lo que ha traído efectos en el mercado, los siguientes:

- ✓ Caídas del precio spot
- ✓ Migración de usuarios regulados a libres
- ✓ Usuarios regulados que no se benefician en el corto plazo

Efectos en los agentes del mercado como:

- ✓ Falta de atractivo: incertidumbres para nuevas inversiones
- ✓ Desequilibrio económico en los agentes del sector y distorsión del mercado eléctrico
- ✓ Se perjudican las fuentes de generación hídrica y algunas térmicas con ventas netas positivas al mercado spot
- ✓ Se favorecen alguna térmicas (comprador neto del mercado spot)
- ✓ Distribuidoras con sobre contratación por la migración de usuarios

Sin embargo, debe relevarse también que, por parte del Estado, el agente rector del sector, ha tenido algunos avances como:

- i) Para las empresas DISTRIBUIDORAS CON POTENCIA SOBRECONTRATADAS, la Publicación de los Decretos Supremos 022-EM y 026-EM que establecen medidas para facilitar la suscripción de adendas que les permita modificar los contratos derivados de las licitaciones entre los distribuidores y los generadores, para que éstos puedan modificar la potencia contratada en concurrencia de generación y del distribuidor, así como del OSINERGMIN. Esta medida podrá mitigar las pérdidas producidas por una menor demanda.
- ii) En cuanto a la GENERACION DISTRIBUIDA existe problemática debido a que no existe reglamentación para para dicha generación, tanto a nivel micro como mediana, lo que no ha permitido su desarrollo. Por lo tanto, no estamos alineados a la tendencia mundial que fomenta la generación distribuidas a pequeña escala.

Sobre el particular, ¿qué ha hecho el Ministerio?, ha pre-publicación el Reglamento de Generación Distribuida hasta el 30/10/2018, en donde se establecen las condiciones operativas y de comercialización para que los usuarios puedan auto producir su propia energía e inyectar sus excedentes a la distribuidora. De esto se desea que la Generación Distribuida permita menor inversión en redes de distribución, reducción de pérdidas de energía y fomenta la penetración de energías renovables no convencionales.

- iii) En paralelo existen otros problemas sobre la COMPETITIVIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES, cuyas Centrales eólicas y solares no cuentan con potencia firme reconocida, lo cual no les permite celebrar contratos en el mercado ni tener ingresos por potencia; sus ingresos dependen de la subasta RER convocados por el Estado, lo que incrementa la prima RER y el costo de las tarifas de los usuarios finales.

Como propuesta a dicha problemática, se ha pre publicado los Decretos Supremos que establecen la metodología para reconocer la potencia firme a las centrales de generación eólica y solar, de manera que se permita que los concesionarios suscriban contratos con los usuarios libres y las distribuidoras. (Este tema se encuentra en consulta hasta la fecha de cierre de la presente investigación).

Como puede apreciarse, de ser posible se espera el incremento de inversiones en energías RER sin necesidad de plantear más subastas y/o aumentar las fuentes renovables en la matriz energética del país.

2.3. Sistemas aislados

Según OSINERGMIN los sistemas aislados existentes en territorio nacional se encuentran a cargo de las siguientes distribuidoras: ADINELSA, CHAVIMOCHIC, EDELNOR, EGEPSA, EILHICHA, ELECTRO PUNO, ELECTRO SUR ESTE, ELECTRO SUR MEDIO, ELECTROSUR, ELECTROUCAYALI, ELECTROCENTRO, ELECTRONOOESTE, ELECTRONORTE, ELECTROPANGO, EMSEUSAC, HIDRANDINA, SEAL, SERSA.

Cabe recordar que, para mitigar los efectos de un elevado costo de la electricidad, en 2006 el gobierno promulgo la Ley 28832 principalmente para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica y entre sus apartados, establece los *mecanismos de compensación económica para los sistemas aislados* en sus artículos 29 y 30, dejando en responsabilidad del

OSINERGMIN esta importante tarea, en el desarrollo de nuestra tesis volveremos a referirnos a este tema y determinaremos cómo aplica a nuestra tesis.

2.4. Problema del sistema aislado de Iquitos

El Sistema Eléctrico de Iquitos, desde octubre de 2017, viene siendo atendido con la carga eléctrica de la empresa GENRENT y la distribución se encuentra a cargo de ELECTRORIENTE S.A. - ELOR empresa distribuidora del holding del Estado bajo el ámbito del Fondo de Financiamiento para la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE.

Actualmente el sistema eléctrico de Iquitos está conformado por un sistema conectado localmente de forma aislada al SEIN, estando la operación cargo de ELOR quién posee integración vertical en las actividades eléctricas (Producción, Transmisión y comercializador de energía)³.

En términos generales todas las empresas distribuidoras a cargo del cabeza de holding FONAFE presentan similares condiciones de problemática como: Mala Calidad de Servicio prestado, Falta de Atención a Nuevos requerimientos de Suministros, Mala Gestión de sus Propios Activos y Procesos Administrativos Internos, y Otras Limitaciones Asociadas a la gestión de la distribución.

Vinculados a las causas de esta problemática encontramos que el Sistema Aislado de Iquitos no puede desarrollarse debido a que no existen condiciones normativas que permiten la libre actuación de las empresas del Estado, no son empresas susceptibles de endeudamiento público y las empresas del Estado se someten a la rigidez de la normativa del FONAFE.

En consecuencia, las empresas de distribución a cargo de FONAFE, como es el caso de ELOR, presentan como problemática general, las siguientes:

- Calidad de la prestación del suministro o servicio de electricidad.
- Desatención a nuevos suministros
- Ineficiente Gestión de sus procesos administrativos internos
- Limitaciones asociadas

³ El Decreto Legislativo 1436 regula la integración vertical contenida en el Art 122 de la Ley de concesiones eléctricas, cuya propuesta se encuentra en el Decreto Legislativo 1451

- Normas de inversión que permiten la libre actuación de las empresas del Estado en mercado no regulados
- Falta de adecuada normativa para el endeudamiento público
- Normativa Restrictiva del cabeza de holding – FONAFE

Restricciones contenidas en el Decreto Legislativo 1436 y la integración vertical descrita en el Art 122 de la Ley de Concesiones Eléctricas, cuya propuesta se encuentra en el Decreto Legislativo 1451.

En paralelo, existe otro problema sobre la COMPETITIVIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES, cuyas centrales eólicas y solares no cuentan con potencia firme reconocida, lo cual no les permite celebrar contratos en el mercado ni tener ingresos por potencia; actualmente sus ingresos dependen únicamente de las subastas RER convocados por el Estado, lo que incrementa la prima RER y el costo de las tarifas de los usuarios finales.

Por ello, como propuesta para dicha problemática, el Estado ha pre publicado los dispositivos legales (Decretos Supremos) que establecen la metodología para reconocer la potencia firme a las centrales de generación eólica y solar, de manera que se permita a los concesionarios suscribir contratos entre los usuarios libres y las distribuidoras, encontrando mejores condiciones comerciales de contratación y opciones auto regulatorias. Este tema se encuentra en consulta hasta la fecha de cierre de la presente investigación.

De ser posible se espera el incremento de inversiones en energías RER sin necesidad de plantear más subastas y aumentar la fuente de renovables en la matriz energética.

De otro lado, el Sistema Aislado de Iquitos se encuentra suministrado por centrales diésel convencional, lo cual tiene un alto coste y emisiones de CO2 contaminante. Cualquier otro tipo de generación distinta a la actual, generaría un menor costo de la electricidad, por ende, proponer un ahorro en los costos de generación para este sistema aislado sería oportuno.

La problemática el alto costo de la electricidad en la fase de generación en el sistema aislado de Iquitos se debe al alto costo del combustible destinado a la producción de energía cuyo pago viene siendo asumido en parte por el mecanismo que compensa creado por el artículo No. 30 en la Ley 28832 y sus normas conexas, y esto a su vez se compone del fondo de Electrificación

Rural conformado por los aportes de todos los que usan el sistema de electricidad interconectado a través del cargo por Electrificación Rural.

2.5. Dependencia de hidrocarburos fósiles

La dependencia del combustible fósil, diésel y residual, en la matriz eléctrica de la ciudad Iquitos, está presente desde los inicios de la producción petrolera en el Perú, no existiendo otro tipo de generación eléctrica en este sistema aislado.

Desde 1960, se tiene una planta de refinamiento de petróleo crudo, cerca de la ciudad de Iquitos, la cual abastece a departamentos aledaños de Loreto, San Martín, etc. Debido a esto y a los subsidios de este sistema aislado, el consumo de petróleo para generación eléctrica representa aproximadamente el 10% de toda la producción de la refinería⁴, el consumo anual de petróleo destinado a electricidad del Sistema Aislado de Iquitos, está alrededor de 450 mil barriles.

Estando a puertas de cumplir con lo establecido en algunos convenios internacionales, resalta el más importante, la IMO⁵ 2020, la cual tiene como objetivo disminuir la emisión de gases NOx a niveles menor al 0.5% de azufre en el uso de las embarcaciones marítimas, cabe indicar que el promedio de las refinerías de Petro Perú están alrededor de 1.4% a 1.8%. Por tanto, es probable la intervención de este convenio en la demanda destinada de la refinería de Iquitos al sector marítimo; no estamos en el caso de parar toda la producción de residual, sino solo la producción destinada al sector naviero. En el caso de cubrir con lo acordado internacionalmente, debería aumentar los costos en la producción del residual y diésel actual, teniendo como objetivo lo acordado por esta entidad, y por ende los costos variables de la generación eléctrica de la zona.

2.6. Proyecto fallido de Línea de Transmisión

En junio del 2008, la comisión de Energía y Minas del congreso de la República, acordó por unanimidad la “Ley que declara de interés nacional y necesidad pública la Línea de Transmisión 220 kV Moyobamba Iquitos y Subestaciones Asociadas”, sosteniendo que la energía eléctrica en Loreto es una de las más caras y deficientes del Perú, además de contaminante.

⁴ PETROPERÚ: Refinería Iquitos: Capacidad de procesamiento 12 000 barriles de petróleo crudo por día.

⁵ IMO: Organización Marítima Internacional

Debido a la caída del proyecto de interconexión, la ciudad de Iquitos continuará con la misma problemática por unos años más, desde que se inició la primera piedra para la ejecución del proyecto (2011), y a puertas del 2019, el concesionario resolvió el contrato para el desarrollo de la Línea de Transmisión 220 kV Moyobamba-Iquitos y Subestaciones Asociadas, sustentando por su parte problemas financieros, y por factores externos que no se tiene las facilidades de las autoridades en temas ambientales.

Luego de una serie de variables, antes y durante de la concesión del proyecto, se resalta lo siguiente:

Ambiental. Uno de los principales problemas en este proyecto es el recorrido de la línea de transmisión, ya que existen muchas zonas de fauna y reservas naturales que deben tener su espacio. Más del 70% del recorrido de la línea sería a través de selva amazónica, incluyendo el Abanico del Pastaza, que no ha sido afectado por la colonización.

Los impactos ambientales identificados serían: deforestación, penetración de taladores ilegales y buscadores de tierras, tanto para subsistencia como para las compañías de palma aceitera y cacaoteras, mineros informales buscando oro, cazadores comerciales, etc.

Social. La variedad de pueblos originarios indígenas, entre los más representativos AIDSEP⁶ y CONAP⁷, los cuales tienen su postura negativa al proyecto, priorizando el aspecto social y los derechos de los pueblos originarios, respetando la equidad de género y preservando el medio ambiente

Técnico. Por el nivel de tensión de la Línea de Transmisión de 220 kV, según la NTCSE, requiere una faja de servidumbre de 25 m de ancho desde el eje que conformará el trazo de la línea, por ende, debido a la altura de árboles en esta zona selvática, se requiere un espacio suficiente para que las ramas de los árboles no hagan corto circuito entre los cables eléctricos.

Promoción y asignación. Durante el proceso de adjudicación del proyecto, encargado por Pro inversión, se presenta una oportunidad de mejora, dado que se podría realizar un mejor

⁶ Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana

⁷ Confederación de Nacionalidades Amazónicas del Perú

filtro en la selección de los participantes, teniendo en cuenta el riesgo económico-financiero de los mismos, evitando una posible quiebra de la empresa concesionaria.

Concesionario. Luego de 3 años de recibir la buena pro en la concesión de la Línea de Transmisión 220 kV Moyobamba Iquitos, el concesionario resolvió el contrato, debido a serios problemas financieros de la matriz en España.

2.7. Agentes de mercado que intervienen en sistemas eléctricos aislados (ELOR GENRENT)

2.7.1. Presidencia de la República del Perú

El Estado peruano, personificado por el primer mandatario de la Nación, se enfrenta a los desafíos de la inclusión social, el progreso y la afirmación de derechos y libertades de los ciudadanos. Enfrenta también la complejidad de la información y de la tecnología.

En la democracia peruana se procura la reducción de la brecha de la injusticia y arbitrariedad. La posición más valiosa en ella se encuentra reservada a su razón de ser. A su esencia, a la persona humana y/o a la protección del ciudadano y la población a lo largo y ancho del país.

Iquitos, concentra la población aislada más numerosa del mundo y el Estado peruano no es ajeno a los problemas de inclusión energética de dicha parte del Perú, así como el aprovechamiento de las nuevas tecnologías en materia de energía renovable no convencional, por lo que viene ejerciendo su rol integrador y promotor en la industria.

El Presidente de la República, Martín Vizcarra, en reciente visita a la ciudad de Iquitos (marzo 2019), declaró que el tema de la energía eléctrica en Iquitos es de prioritaria atención, por lo que, en coordinación con el gobernador de la región y los alcaldes locales, en el próximo Gore Ejecutivo 2019, pondrá en agenda la solución a este importante problema de garantizar el acceso a la energía eléctrica de manera confiable y continua⁸.

La Presidencia del Consejo de Ministros es la encargada de formular las políticas de Estado en materia de desarrollo integral y sectorial.

⁸ NOTA DE PRENSA, Presidencia de la República del Perú, marzo de 2019. www.presidencia.gob.pe/prensa

2.7.2. Ministerio de Energía y Minas (MINEM)

Dentro del aparato estatal el MINEM es el agente Promotor de las inversiones en su sector electricidad, el artículo 4° del Decreto Legislativo 1002 que regula la Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables establece que el MINEM es la autoridad nacional competente encargada de impulsar proyectos que utilicen Recursos Energéticos Renovables – RER del país.

El Ministerio de Energía y Minas cada año determina el monto específico de los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados obteniendo hasta el cincuenta por ciento (50%) del aporte de los Usuarios de electricidad, a que se refiere el inciso h. del artículo 7 de la Ley N° 28749.

2.7.3. Gobierno Regional de Loreto

"Loreto al 2021", es la visión de la gobernación de Loreto, encabezado por el gobernador regional Sr. Elisbán Ochoa, gestiona una región amazónica cuya población cuenta con una aceptable calidad de vida en el ejercicio pleno de sus derechos fundamentales.

El gobierno regional de Iquitos ha desarrollado infraestructura para la conectividad y la provisión de energía eléctrica, que permita el crecimiento económico sostenido sobre la base del turismo y su producción diversificada, la integración de sus fronteras, la disminución de los conflictos sociales, la prevención de los desastres naturales, la conservación de los ecosistemas y el aprovechamiento sostenible de sus recursos naturales.

El Artículo 6° del Reglamento del Decreto: Legislativo N°1252; aprobado por Decreto Supremo N°027-2017 establece que el Órgano Resolutivo en los Gobiernos Regionales es el Gobernador Regional, a quien corresponde, aprobar el Programa Multianual de Inversiones de su Gobierno Regional.

2.7.4. Agencia de la Inversión Privada en el Perú (Pro Inversión)

Como organismo técnico especializado, adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas, promueve la inversión privada a través de Asociaciones Público Privadas, Proyectos en Activos y Obras por Impuestos, para su incorporación en servicios públicos, infraestructura pública, en activos, proyectos y empresas del Estado. PROINVERSIÓN tiene a su cargo los

proyectos de relevancia nacional que le sean asignados, o los que reciba por encargo de los tres niveles de Gobierno.

2.7.5. Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados

Dicho Mecanismo tiene su base en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (noviembre 1992) y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, donde se intenta dar salida al problema del diferencial entre los ingresos de las empresas de generación de los Sistemas Aislados debido al diferencial de los precios de venta entre PETROPERÚ y los precios referenciales de los combustibles líquidos usados en el cálculo de las Tarifas en Barra.

La Ley N° 28832, en su artículo 30, crea el Mecanismo Compensatorio de los Sistemas Aislados, para favorecer el acceso y uso de la electricidad para usuarios regulados que se atienden en dichos sistemas, con la compensación parcial de la diferencia entre precios en Barra de los sistemas aislados y precios en Barra del SEIN. El cincuenta por ciento (50%) del fondo vendría del aporte de los usuarios eléctricos según el inciso h) del artículo 7 de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, según el cual el Ministerio de Energía y Minas calcula anual el monto específico del importe, conforme al Reglamento.

La Resolución OSINERGMIN N°167-2007-OS/CD y la Resolución Ministerial N° 101-2010-MEM/DM, establecen correspondientemente el procedimiento para la Compensación de los sistemas aislados y el importe del Mecanismo de Compensación para los Sistemas Aislados.

2.7.6. GENRENT Empresa Generadora

En mayo de 2013, la empresa GENRENT do Brasil se obtuvo la buena pro de la convocatoria para la construcción de una planta termoeléctrica en Iquitos y suministrar energía a dicha ciudad a través del operador de distribución en Loreto, la empresa ELECTRORIENTE - ELOR, con una inversión de US\$100 millones.

En Perú la empresa GENRENT do Brasil opera bajo la denominación GENRENT del Perú S.A.C.

Actualmente tiene tres contratos firmados con el estado peruano:

2.7.6.1. Contrato de Suministro GENRENT - ELOR

En virtud del contrato de Suministro, la Distribuidora ELOR se obliga a pagar a el Generador GENRENT, cada mes calendario, una cantidad de dinero por concepto de Despacho de Electricidad, lo que comprende tanto los ingresos por potencia como los ingresos por energía a Precios en Barra efectivos.

La Potencia Contratada y la Energía Asociada constituyen los límites máximos de la obligación de suministro de GENRENT y del derecho de ELOR a recibir dicha potencia y energía, conforme a las características técnicas establecidas en el Contrato de Suministro. A partir de la Barra que conforma el Punto de Suministro, corresponde a ELOR, la titularidad y riesgo de pérdida de la potencia y energía suministrada, vendida, entregada y/o retirada bajo el Contrato de Suministro.

Los precios de la potencia y energía aplicables serán los Precios en Barra Efectivo que fije OSINERGMIN para el Punto de Suministro.

2.7.6.2. Contrato de Cesión de créditos

La Distribuidora ELOR es uno de los acreedores de las transferencias de dinero derivadas de la aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados (MCSA), al finalizar cada mes calendario, OSINERGMIN establece el Programa de transferencias mensuales del MCSA, que determina cuáles son los generadores o distribuidores (Empresas Aportantes) obligados a efectuar transferencias y los distribuidores que tienen derecho a recibirlas (Empresas Receptoras).

Cada uno de los montos que, según el Programa, cada Empresa Aportante debe transferir a la Distribuidora en un mes calendario, constituye un derecho de crédito cuyo titular es la Distribuidora, en este caso ELOR.

Por el Contrato de Cesión de Créditos, ELOR cede irrevocablemente a favor del Generador, los Créditos, a fin de que el Generador obtenga en cada mes calendario a partir de la POC, las cantidades de dinero respectivas.

2.7.6.3. Contrato de CONCESION Reserva Fría GENRENT

En el año 2013 la empresa GENRENT y el Ministerio de Energía y Minas celebraron el Contrato de Concesión de Reserva Fría de Generación del Proyecto “Suministro de Energía para Iquitos” (Contrato de Reserva Fría), mediante el cual la referida empresa se obliga a diseñar, financiar, construir, operar y mantener la Planta Iquitos, que comprende, entre otros componentes, a la línea de transmisión y todo cuanto haga falta para que la Central Térmica inyecte, cuando sea requerida, la energía producida en forma continua y confiable.

Dicho contrato tiene varias adendas dentro de las que destaca las siguientes:

- En marzo de 2016, mediante Resolución Ministerial N° 123-2016MEM/DM, se aprobó la Primera Adenda al Contrato de Reserva Fría, a fin de prorrogar las fechas de cumplimiento de los hitos del proyecto.
- En noviembre de 2016, mediante Resolución Ministerial N° 486-2016MEM/DM, se aprobó la Segunda Adenda al Contrato de Reserva Fría, a fin de prorrogar nuevamente el cumplimiento de las fechas de los hitos del proyecto.
- En diciembre de 2016, mediante Resolución Ministerial N° 540-2016MEM/DM, se otorga a favor de GENRENT la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la Línea de Transmisión en 60 kv S.E. C.T. Iquitos Nueva – S.E. C.T. Iquitos (ELOR), ubicada en los distritos de Iquitos y Punchana, provincia de Maynas, departamento de Loreto, aprobándose el respectivo CONTRATO.
- En mayo de 2017, mediante Resolución Ministerial N° 172-2017MEM/DM, se aprobó la Tercera Adenda al Contrato de Reserva Fría, a fin de actualizar el índice utilizado en la fórmula de actualización de la tarifa de adjudicación.
- En julio de 2017, GENRENT solicita la modificación de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica de la Línea de Transmisión en 60 kV S.E. C.T. Iquitos Nueva – S.E. C.T. Iquitos (ELOR), a fin de variar el recorrido de la citada línea de transmisión en diversos tramos para alinearlos con el pórtico de la Central Térmica Iquitos, evitar interferencias y condiciones desfavorables para la construcción, así como realizar el replanteo de subterráneo a aéreo del tramo que cruza el río Nanay y de aéreo a subterráneo de otro tramo ubicado en zona urbana.

- En marzo de 2017, mediante Resolución Directoral N° 086-2017-SENACE/DCA, la Dirección de Certificación Ambiental del Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles – SENACE aprueba la modificación del Estudio de Impacto Ambiental Detallado del proyecto “Central Térmica de Iquitos Nueva y Línea de Transmisión 60 kV.
- GENRENT tiene complementariamente dos contratos adicionales con la empresa estatal ELECTRO ORIENTE – ELOR,

2.7.7. Empresas de distribución eléctrica del Oriente ELOR

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. – Electro Oriente S.A.⁹, fue creada por R.M. No. 320-83 EM/DGE en Dic. 21, 1983, a partir de una transferencia de la Unidad Operativa del Oriente de ELECTROPERU iniciando su pleno ejercicio en 1987. ELOR es una compañía estatal con derecho privado sujeta a la LCE y reglamentadas en D.S. No. 009-93-EM mas disposiciones que la modifican/complementan. Es generadora, transmisora, distribuidora y comercializadora de energía como servicio público/libre contratación en su zona de acción: sistemas eléctricos de región San Martín: Tarapoto, Moyobamba, Bellavista y Yurimaguas, desde diciembre 2010, que se encuentran conectados al SEIN; pero los sistemas de la Región Loreto: Iquitos, Requena, Contamana, Nauta, Caballococha y Tamshiyacu siguen aislados, con producción basada en grupos electrógenos, instalados en los centros consumidores.

Electro Oriente S.A., es una empresa estatal de derecho privado, íntegramente de propiedad del estado, constituida como sociedad anónima, a cargo del FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado), con autonomía técnica, administrativa, económica y financiera. Sus servicios son de necesidad y utilidad pública y de preferente interés social.

ELECTRORIENTE S.A. brinda el servicio de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica con el carácter de servicio público o de libre contratación dentro de su área de concesión, en los departamentos de Loreto, San Martín y Amazonas Cajamarca.

⁹ www.elor.com.pe

Algunos datos importantes al cierre del 2018:

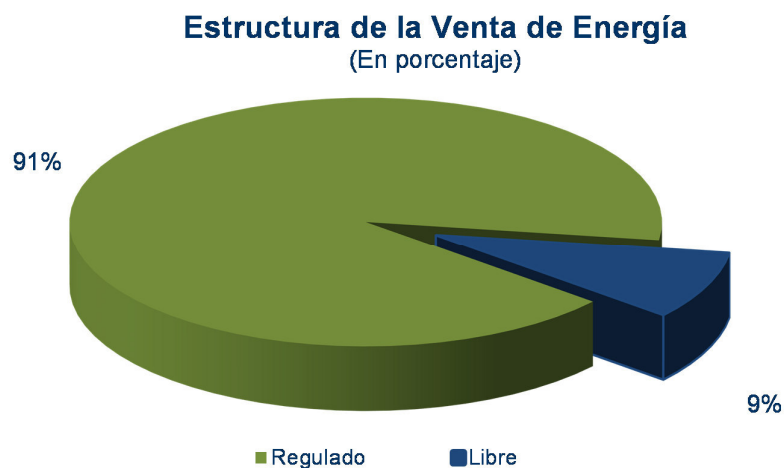


Gráfico 2-1. Estructura de venta de Energía. Fuente FONAFE.

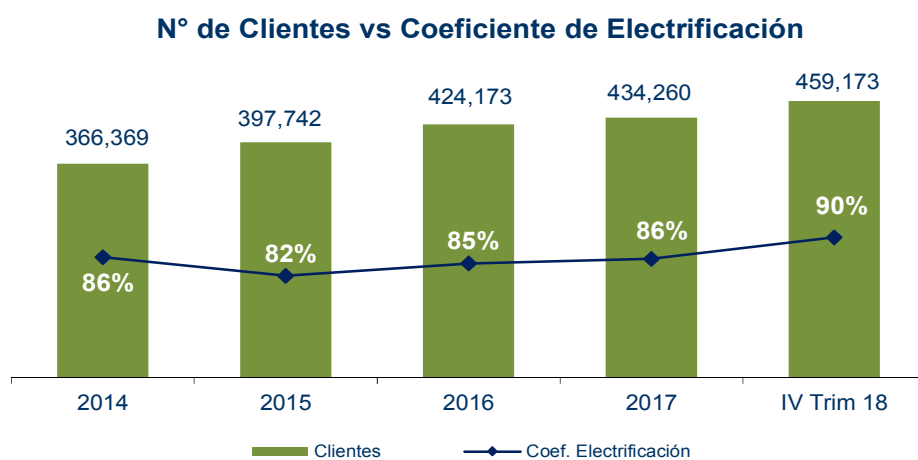


Gráfico 2-2. Estadística relevante de Electrificación y clientes. Fuente FONAFE.

De lo anterior, se aprecia que el mercado regulado es la fuente principal de ingresos y si bien hay una mejoría de electrificación aún no está alineada a la meta al 2021 del 100%.

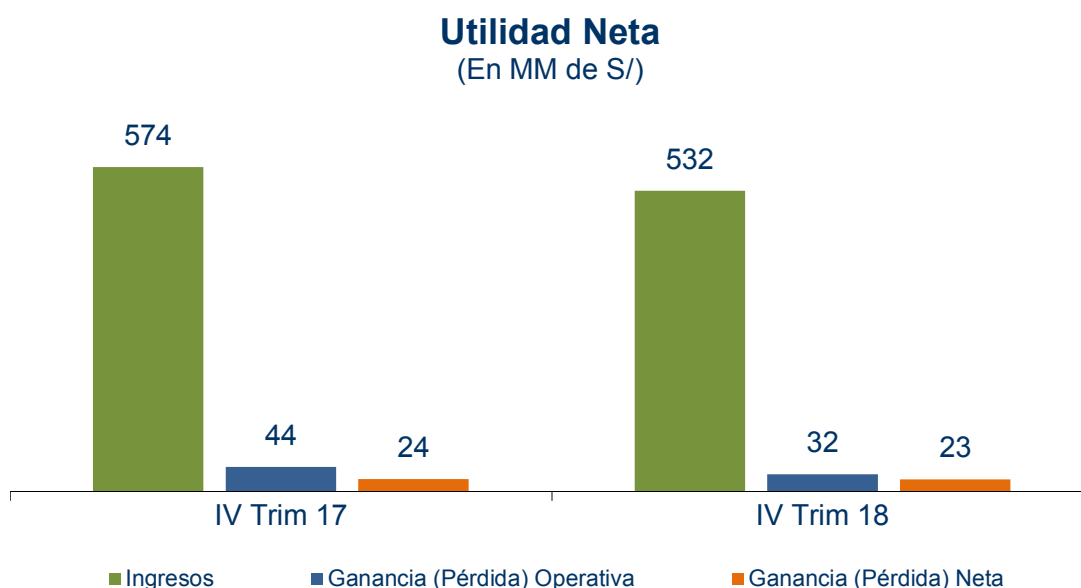


Gráfico 2-3. Utilidades neta periodo 2017 y 2018. Fuente FONAFE.

RUBRO	Marco al IV Trim	Ejecución al IV Trim	Dif	NE %
Ingresos Operativos	565.5	555.5	-10.0	98.2
Egresos Operativos	474.5	464.1	-10.4	97.8
Resultado de Operación	91.0	91.4	0.5	100.5
Ingresos de Capital	0.0	0.0	0.0	-
Gastos de Capital	46.2	52.1	5.9	112.9
Transferencias Netas	10.1	14.3	4.2	141.7
Resultado Económico	54.9	53.6	-1.3	97.7
Financiamiento Neto	-17.6	-17.6	0.0	100.0
Resultado de Ejec. Ant.	14.5	11.3	-3.2	77.7
Saldo Final	51.8	47.2	-4.5	91.3

Gráfico 2-4. Estados financieros de ELOR. Fuente: MEF 2018

La caída de ingresos y utilidades la pudimos recoger en nuestra visita de marzo 2018 a ELOR, todo apunta a la reducción en la generación a raíz de los contratos de transferencia del MEM con GENRENT, que a continuación se explica. Nótese que en cuanto a ejecución presupuestaria se cumplen las metas, lo cual revela una desalineación de la electrificación con su presupuesto.

2.7.8. Comunidades nativas y campesinas de la región Loreto

Los actores más legítimamente interesados en el porvenir de Loreto son los que conforman la sociedad regional. Pero los intereses de la sociedad urbana, que como actor domina en número y en influencia, no son siempre los de la sociedad rural.

Existen dos organizaciones nacionales representativas de las poblaciones indígenas amazónicas: AIDESEP y CONAP. Entre las dos agrupan a medio millón de personas. La AIDESEP (Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana) es la organización de mayor representatividad y poder de influencia, a pesar de recientes disidencias. Es una organización nacional presidida por un Consejo Nacional que se asienta en seis organismos descentralizados (ORPIO, CORPI San Lorenzo, ORPIANP, ORAU, FENAMAD y ARPI-SC) y dos afiliados directos (COMARU y la Comunidad Nativa Matsés) ubicados en el norte, centro y sur del país. Tiene 57 federaciones y organizaciones territoriales, que representan alrededor de 350 mil indígenas, agrupados en 16 familias lingüísticas, mientras que la CONAP (Confederación de Nacionalidades Amazónicas del Perú) es una organización que prioriza el aspecto social y vela por los derechos de los pueblos indígenas, respetando la equidad de género y preservando el medio ambiente. Cuenta con cinco sedes regionales, 40 federaciones y una población total aproximada de 150 mil habitantes.

El área de influencia indirecta de la ciudad de Iquitos comprende a las comunidades indígenas de los siguientes grupos étnicos: • Kichwas de Lamas • Shawi • Kukama Kukamiria • Awajún • Candoshi • Urarina • Achuar • Kichwas del Tigre • Iquito.

Nombre Pueblo Indígena		Chamicuro	Kandozi	Murui-muinani	Shipibo-konibo
Achuar	Chapra	Kapanawa	Nahua	Shiwilu	
Aimara	Ese eja	Kichwa	Nanti	Tikuna	
Amahuaca	Harakbut	Kukama kukamiria	Nomatsigenga	Urarina	
Arabela	Ikitu	Madija	Ocaina	Uro	
Ashaninka	Isconahua	Majiki	Quechuas	Wampis	
Asheninka	Jaqaru	Marinahua	Resígaro	Yagua	
Awajún	Jibaro	Mastanahua	Secoya	Yaminahua	
Bora	Kakataibo	Matsés	Sharanahua	Yanesha	
Cashinahua	Kakinte	Matsigenka	Shawi	Yine	
				Más de un Pueblo Indígena	

Gráfico 2-5. Pueblos Indígenas reconocidos en Perú. Fuente: Instituto Nacional de Desarrollo de Pueblo Andinos, Amazónicos y Afroperuano (INDEPA)

2.7.9. Universidades e institutos (Universidades)

Sobre la problemática energética de Iquitos se han emitido diferentes opiniones en espacios académicos de la ciudad como la Universidad Nacional de la Amazonía Peruana (UNAP), Universidad Peruana del Oriente (UPO) , Universidad Científica del Perú (UCP) y el Instituto SENATI Zonal Loreto, reforzando sus conocimiento.

2.7.10. Organismos no gubernamentales (ONG)

Es importante comentar el rol de las organizaciones no gubernamentales y de las agencias bilaterales y multilaterales, estas últimas ya no como financiadoras sino como formadoras de opinión. Las ONG, basadas en Loreto y/o en Lima, son actores tan importantes en Loreto como en toda la Amazonía. Son muy influyentes como formadoras de opinión y como proveedoras de argumentos que son alternativamente útiles para el gobierno o para la oposición y para los intereses de los más diversos actores, pero, especialmente, para los sectores más pobres de la sociedad, principalmente los indígenas y los ribereños

En el análisis de stakeholders, que se verá en el capítulo V, se determinará los actores más influyentes y los determinantes en el desarrollo de esta propuesta de mejora. A continuación, el mapeo de los principales involucrados, más a detalle se presentan en el Anexo V.



Gráfico 2-6. Visión general de Stakeholders. Elaboración propia.

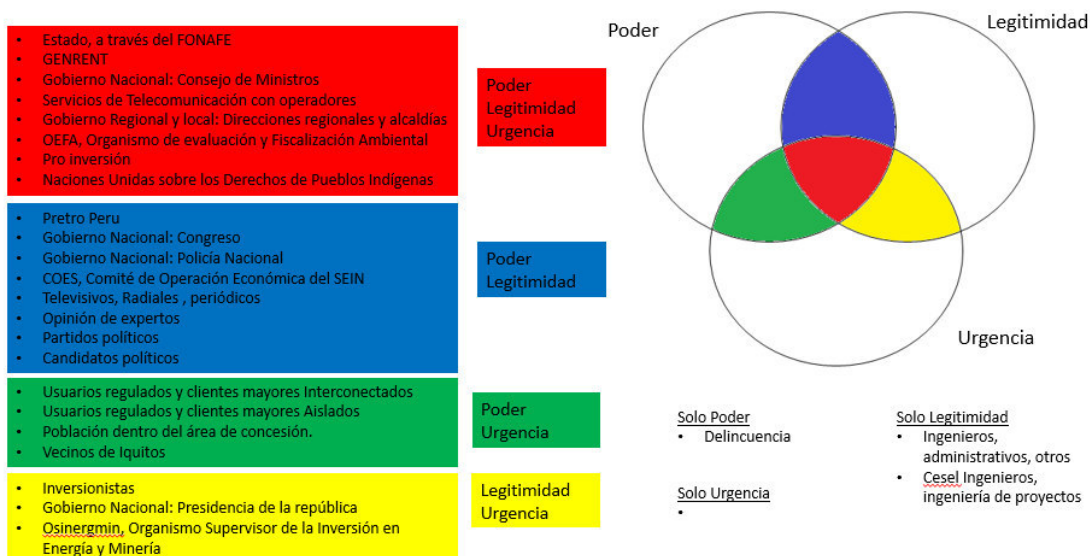


Gráfico 2-7. Tipología de Stakeholders: Priorización. Elaboración propia

2.8. Participación de los agentes en régimen de Sistemas Aislados

En la página web del Osinermin¹⁰, puede revisarse la normativa, procedimientos, etc. relativo a los sistemas aislados.

Con relación a los agentes, nos basamos en la definición de la Ley 28832 de julio 2006 en la cual se le denomina así al conjunto de generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres del sistema. En su capítulo séptimo se explica el mecanismo de compensación y licitaciones para estos sistemas, lo cual es detallado ya en el D.S. No. 069-2006-EM de 2006.

En el apartado anterior se listaron las Distribuidoras que participan de los sistemas Aislados, pero solo vamos a concentrarnos en el Sistema Aislado de Iquitos y vamos a desarrollar un poco sus agentes, a continuación: ELOR y GENRENT dado que no hay clientes libres.

¹⁰ (<http://www.osinermin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/sistemas-aislados>).

CAPITULO III: MARCO TEORICO

3.1. Introducción

En este capítulo se describe el fundamento teórico de la tesis, veremos el soporte mundial a la inclinación de generación eléctrica con energías renovables.

No enfocamos en las posibles alternativas de generación eléctrica factible en sistemas aislados y en zonas con alta cantidad de flora, resaltando las ventajas de cada tecnología, como también las debilidades que se podría tener al momento del desarrollo del proyecto. No esta demás precisar las dificultades ambientales relevantes que podrían presentar cada opción.

Se describe la teoría de la normativa regulatoria renovable y la normativa remunerativa en un sistema aislado, acotando sus ventajas y desventajas. Dado que se tiene el esquema de subsidio para estos sistemas aislados.

3.2. Contexto Global

El mundo se encuentra en una clara época llamada “transición energética”, de lo que solía ser fuente masiva de generación energética hacia lo nuevo, pero no solo a nivel generación, sino de nuevas tecnologías en el ámbito del transporte y la distribución SMART y otros que han venido para quedarse.

Por el lado de la generación, dicen las agencias importantes como el WEC, EIA, IEA, BP que hacia el 2040, la mega tendencia renovable será la de mayor inversión y participación como nueva fuente de energía (casi 85% según BP 2019 overview), no obstante el futuro no es “one-side”, el Gas natural será el acompañante de la eólica y solar, como fuente fósil más flexible y menos contaminante.

Tema aparte el carbón está destinado a desaparecer progresivamente. Asia, Europa, Medio Oriente y Latam reducirán sus emisiones a favor de sus compromisos con la COP 21, si bien es posible que algunos incumplan al 2020 (Europa), la tendencia es indetenible.

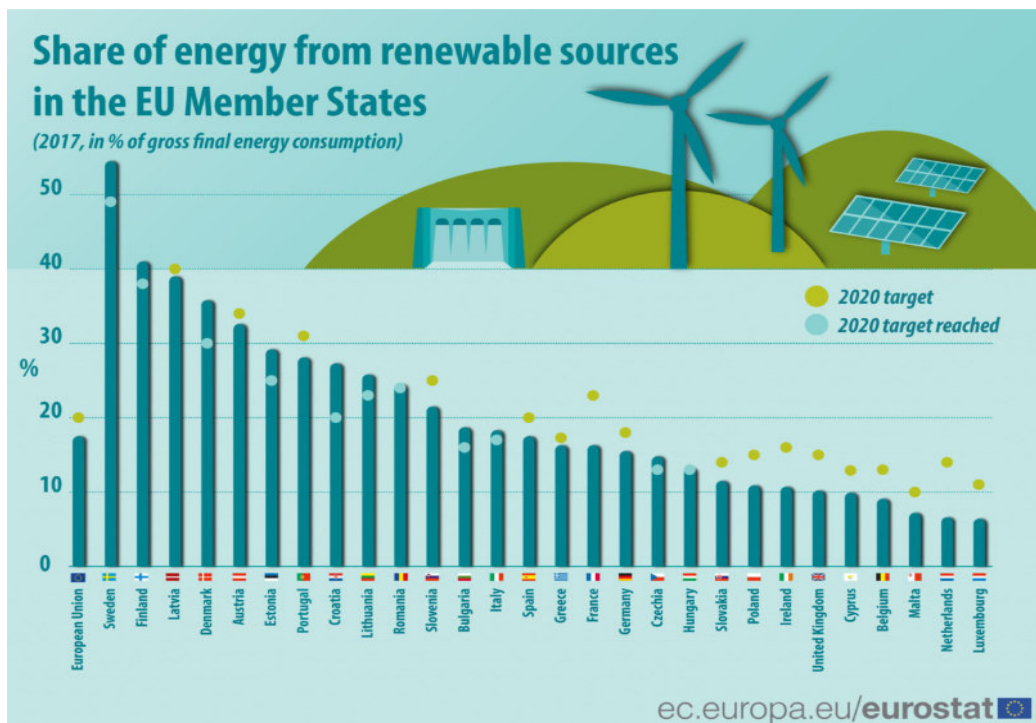


Gráfico 3-1 Comparación % de producción renovable en UE. Fuente Fuente: BP Overview 2019

Habrán “baches” en el camino, como las recientes declaraciones de cierre de algunas plantas productoras de paneles solares en Alemania o USA, pero habrá más desarrollos en I+D sobre materiales nuevos como el ION-Sodio o mejoras del ION-Litio (US/China/Europa) que resultaran en mayores capacidades de baterías para almacenamiento de eólicas y solares.

No obstante, dentro de las tendencias RER, la generación eólica será desplazada por generación solar fotovoltaica donde casi la mitad de las nuevas inversiones serán en esta última tecnología, incluso ya se aprecian en India incrementos de tarifas en los precios eólicos al tiempo que sigue lo contrario en solar.

3.3. Tendencias y propuestas RER NC

Dentro de la cadena de suministro eléctrico, la generación de energía eléctrica (mecánica-eléctrica), es la primera actividad y durante la historia ha venido usándose diversas fuentes primarias comenzando por recursos fósiles como carbón, petróleo y derivados de Hidrocarburos, luego por la necesidad de cuidado del medio ambiente y a medida del descubrimiento de nuevas fuentes fue migrándose a recursos como la hidráulica, el gas natural y otras en función del potencial energético de cada país, según la ubicación geográfica, realidad social, económica, política, ambiental y tecnológica. Actualmente la tendencia es promover e impulsar el uso de recursos renovables no convencionales como fuentes de energía.

Horizonte de las RER NC:

En el mundo:

El mundo ha ido migrando el uso de fuentes de generación eléctrica de convencionales a no convencionales, tal es así que la matriz energética mundial ha ido desplazando recursos como el carbón, petróleo y derivados de hidrocarburos, hoy se vive una etapa de des carbonización, e impulso a las tecnologías renovables, motivo por el cual se compite y compara a nivel mundial los menores costos posibles en las subastas de cada país. Ver gráfico 3-3.

En el Perú:

En nuestro país, la normativa y políticas energéticas han ido cambiando y la participación de fuentes de generación renovable con recursos no convencionales ha modificándose, de 19% de participación RER NC en el plan energético propuesto el 2010, a 5% de participación RER NC en el plan energético nacional 2014-2025 en el que se propuso la actualización cada 5 años, pero aún se mantiene en ese porcentaje. Estos cambios se han dado por situaciones de política de Estado y balance entre la oferta y la demanda.

Cabe precisar que, el Perú es un país que, desde los inicios de la generación de electricidad, ha empleado el recurso hídrico como fuente de generación; gracias a la riqueza hídrica que se ha convertido en la fuente más importante de la actual matriz energética y cuya participación se mantiene y mantendrá en el mismo porcentaje durante varios años más, por ser centrales de largo plazo; Siendo así, se considera que la diferencia del mix de generación debería cubrirse con fuentes igual de renovables y baratas.

El mapa de las subastas de energías renovables Licitaciones celebradas en 2016. Potencia licitada y precio medio resultante de la subasta, en dólares/MWh.



Gráfico 3-2. Mapa de subastas de energía RER no convencionales en el 2016

Fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena)

3.4. Transición energética mundial

Estamos en el proceso de transición energética en el que, partiendo del actual modelo, puede avanzarse hacia una economía baja en emisiones de CO₂ capaz de frenar el cambio climático.

La matriz energética mundial ha ido variando en el tiempo en función a diversos factores como el impulso de nuevas fuentes de generación cada vez más renovable, menos costosas y más eficientes con el desarrollo de la tecnología en todo el mundo. Cada país tiene diferente recurso energético y realidad (Situación Política, Económica y Social) que influyen en la decisión de modificar su matriz de generación o tener la posibilidad de establecer alguna cooperación internacional de interconexión, investigación o inversiones.

Otro importante eje que debe tomarse en cuenta es la planificación energética que tiene cada país y, a nivel mundial, enfocados a reducir el impacto ambiental que se incurre en la generación eléctrica convencional, es por ello que, se hacen esfuerzos con iniciativas como las COP (Change of planet) a nivel global.

3.4.1. Descarbonización de la matriz

La descarbonización de la matriz energética nacional la definimos por la reducción permanente y significativa de la dependencia del carbón como fuente para generar energía, actualmente la generación en nuestro País, a través de la fuente de carbón o diésel, puede darse en caso contingente, activando la reserva fría.

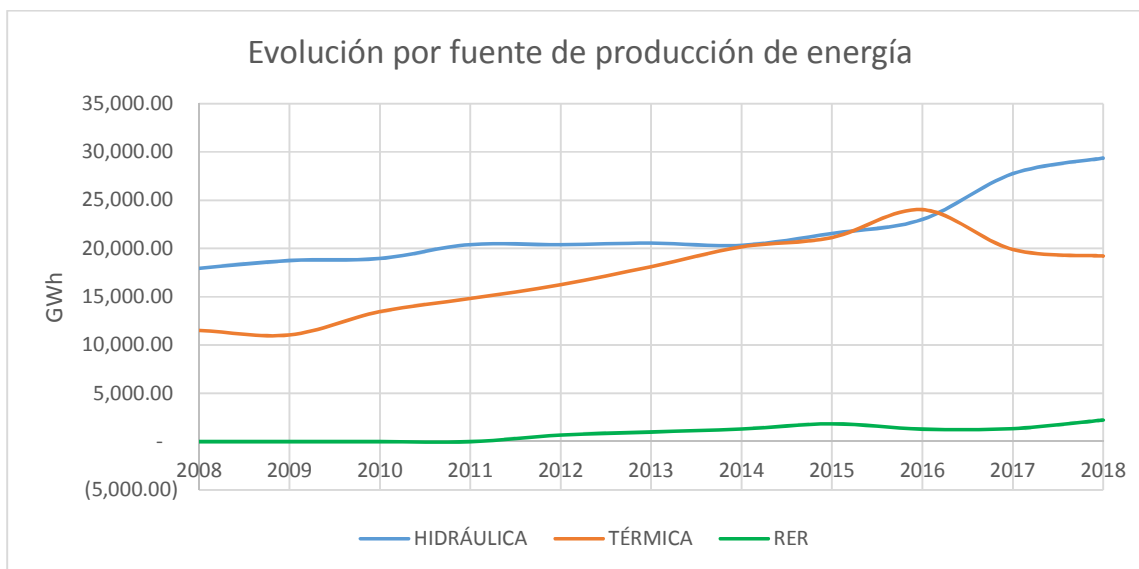


Gráfico 3-3. Evolución por fuente de producción de energía en GWh, Elaboración propia, Fuente: COES

Pese a lo indicado en el párrafo anterior y observando el gráfico que precede, según las fuentes de producción de energía, en los últimos 10 años puede apreciarse que las RER no Convencionales han ido en aumento.

3.4.2. Bonos y Huella de carbono

La huella de carbono representa el impacto que tiene sobre el clima el desarrollo de una actividad, y, por lo tanto, su cálculo es el ineludible, el primer paso es trazar un plan de reducción medible cuantitativamente por dicha huella.

Se entiende como huella de carbono a la cantidad de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) emitidas de forma directa, o indirecta como consecuencia del desarrollo de una actividad, medida en toneladas de CO₂ equivalente.

Por ello es importante determinar la cantidad de emisiones de CO₂ que actualmente viene registrándose en el Sistema Aislado de Iquitos; en principio por que la amazonia peruana

constituye el pulmón del planeta y debemos su conservación, y segundo por los compromisos asumidos por el Estado Peruano para reducir sus emisiones de efecto invernadero.

El cálculo de la huella de carbono debido a la económica de generación eléctrica de la empresa ELOR y GENRENT registran los siguientes datos:

Variable	Cantidad	Unidades métricas
Energía eléctrica al año	309,557	MWh/año
Facto de CO2 para residual	2.47	kg CO2/litro
Consumo Residual	17.10	MM Galones/año
Consumo Residual	64.72	MM Litros/año
Equivalente de CO2	159,934.71	Toneladas CO2/año

Tabla 3-1 Consumo de Petróleo Residual al 2018. Elaboración Propia

Las metodologías y normas internacionales más reconocidas para determinar la cantidad de emisiones de CO2 se encuentran a cargo de: Greenhouse Gas protocol (GHG protocol), PAS 2050, ISO14064 e ISO 14067.

3.4.3. Intervención del agente rector del sector

La política actual de la generación eléctrica tiene como proyección una determinada participación de energías renovables, se pretende llegar al año 2030 al 15% de toda la matriz, para el escenario actual se tiene un 4% de estos recursos que aportan a la red eléctrica.

El MEM, organismo del estado encargado de difundir y realizar los planes de acción para llegar a esta meta, viene realizando diferentes tipos de promoción: como subastas, ingresos garantizados y otros, y para el 2019 tiene la posibilidad de publicar normativa que reconozca potencia firme a este tipo de tecnologías.

3.4.4. Lineamiento de la OCDE

Para la OCDE, las agencias regulatorias son como “árbitros del mercado” que deben tomar en cuenta las opiniones de intereses legítimos, así como protegerse de la influencia de terceros para llevar a cabo de manera eficaz sus actividades y lograr los resultados políticos adecuados. Para ello, considera que la independencia de los reguladores constituye un instrumento que permite y garantiza que sus decisiones y actividades sean objetivas, imparciales, consistentes y expertas. Al respecto, deberían considerarse agencias reguladoras independientes cuando:

- ✓ Es obligatorio que el regulador sea comprobado como autónomo frente a los políticos, el gobierno y las entidades reguladas, para conservar la confianza del país en la objetividad y la imparcialidad de sus decisiones.
- ✓ Tanto las entidades gubernamentales como las no gubernamentales se regulan en el mismo marco y, por lo tanto, se requiere una neutralidad competitiva.
- ✓ Las decisiones del regulador pueden tener un impacto significativo en intereses particulares y es necesario proteger su imparcialidad.

Es importante que la independencia del regulador sea reconocida en la ley, de manera tal que tenga una protección formal contra la influencia indebida del agente regulado, en intento de restringir sus funciones o la intervención en competencias que son ejercidas de modo exclusivas. Sin embargo, estas disposiciones no son suficientes para garantizar una real y verdadera autonomía del regulador, pues durante la vida de éste o a través del ciclo regulatorio, se presentarán “puntos de presión” en los que sobreviene una presión de la industria regulada, las cuales incluyen las finanzas de la agencia, el comportamiento del personal, la designación y remoción del liderazgo, entre otros. Para ello, es necesario que las agencias regulatorias construyan y mantengan una cultura de independencia fuerte e institucionalmente proactiva.

Con la finalidad de coadyuvar a los reguladores a superar estos desafíos, la OCDE ofrece consejos prácticos (directrices) para abordar “puntos de presión”, los cuales, además, consideran tanto la gobernanza externa como interna de los reguladores¹¹. Estas directrices son las siguientes:

- Roles y Responsabilidades:

La regulación debe describir claramente los objetivos del regulador y cómo deben interactuar con otros actores gubernamentales. Los reguladores deben ser proactivos en su acercamiento a estos actores, al poner énfasis en sus capacidades estratégicas y educar a las partes interesadas sobre su rol en el mercado.

¹¹ Se entiende por gobernanza externa a las funciones, relaciones y distribución de poderes y responsabilidades entre la legislatura, el ministro, el ministerio, el órgano rector del regulador y las entidades reguladas. La gestión eficaz de estas relaciones es fundamental para tener un regulador independiente. Por su parte, la gobernanza interna abarca estructuras organizativas del regulador, estándares de comportamiento, medidas de cumplimiento y responsabilidad, supervisión de negocios, procesos, informes financieros y gestión del rendimiento. Un factor determinante clave de la independencia radica en dotar al regulador de los recursos y procesos adecuados para llevar a cabo sus funciones. OECD. IBIDEM. Pp. 24.

- Transparencia y Rendición de cuentas

La transparencia y la rendición de cuentas constituyen el otro lado de la moneda de la independencia y son vitales para lograr el equilibrio adecuado entre ellas. Al respecto, la transparencia es un medio que contribuye a fomentar la confianza en las decisiones y procesos del regulador, incluidas las políticas y la forma en que el regulador se compromete con las partes interesadas. Mientras que la rendición de cuentas es la manera de asegurar controles y equilibrios en los reguladores. la legitimidad de un regulador descansa también en su compromiso con la industria para intercambiar información, consultar sus decisiones reglamentarias, cumplimiento y responder a las quejas.

- Independencia Financiera

Para que el agente regulador cumpla con su mandato, es importante que cuente con un financiamiento apropiado y la capacidad de gestionarse financieramente para su propia clasificación de gastos. Asimismo, la forma en que se determinan las necesidades de financiación, cómo se decide la cantidad de fondos y el grado en que el regulador puede gestionar estos fondos de forma autónoma puede ser más relevante que la fuente de financiación.

Además, la OCDE recomienda que los presupuestos para los reguladores deben decidirse con carácter plurianual, como, por ejemplo, negociando una asignación presupuestaria mínima de tres años para proteger la independencia financiera y evitar la influencia indebida de las negociaciones presupuestarias. De igual forma, el proceso de asignación presupuestaria debe ser transparente. El responsable de dicho proceso debe sustentar también las razones del monto y el plazo de la asignación.

- Independencia del Jefe de la Agencia Regulatoria

El director o jefe de la agencia de un regulador toma las decisiones por las cuales el regulador será responsable y puede estar expuesto a mayores presiones que el personal profesional. El proceso de designación del liderazgo de las agencias puede ser una oportunidad para ejercer una influencia indebida y, por lo tanto, debe ser gobernado por procesos transparentes y responsables. Asimismo, se deben establecer reglas para evitar conflictos de intereses como consecuencia de la influencia percibida o real indebida, tales como: registros y procedimientos

de conflictos de intereses, declaración de activos, acciones e intereses en el sector regulado, marcos para la toma de decisiones, procedimientos y publicación de la justificación de decisiones claves, así como el seguimiento en la composición de la junta y sus intereses.

- Comportamiento del Personal

La forma en que los reguladores atraen y mantienen a su personal es un factor determinante de la capacidad del regulador para actuar con independencia y tomar decisiones objetivas y basadas en pruebas. Para ello, la contratación debe basarse en la competencia y la ética, y el personal debe contar con suficientes incentivos y libertad de acción para desempeñar sus funciones. A la vez, los reguladores también pueden aspirar a tener autonomía en la fijación de escalas salariales y en la implementación de alguna forma de restricciones antes y después del empleo de todo personal. De acuerdo con las responsabilidades del personal.

- Política Regulatoria

La Regulación es imprescindible para el buen funcionamiento de la economía y la sociedad. Promueve la eficiencia del mercado, protege los derechos y la seguridad de los ciudadanos y garantiza la prestación de bienes y servicios públicos. Por el contrario, una regulación restrictiva afecta el crecimiento económico y el bienestar social, al entorpecer el emprendimiento, la innovación, afecta la competencia, y por último la productividad.

En este sentido, de acuerdo a la OCDE, las regulaciones son una de las palancas clave que los gobiernos emplean para promover la prosperidad económica, aumentar el bienestar e ir en favor del interés público. Asimismo, las regulaciones bien diseñadas pueden generar beneficios mayores a los costos de su generación e implementación; sin embargo, las políticas regulatorias que se implementen como parte de la política gubernamental deben llevarse a cabo al máximo nivel por parte de la oficina de la presidencia o del primer ministro, y exige que se implemente prácticas de buena gobernanza entre departamento y órdenes de gobierno.

Por último, la política regulatoria ha promovido una mayor transparencia por parte de los estados, al permitir la participación directa del público mediante la consulta pública y el diálogo. Asimismo, ha contribuido a reducir al mínimo las oportunidades para la corrupción, disminuyendo sus efectos económicos y sociales negativos. Pero para llegar a ello, es imprescindible que en un marco de estado de derecho se priorice las cuestiones directamente

relacionadas con la política regulatoria como la transparencia jurídica, la claridad y la accesibilidad, además de un sistema de apelaciones con buen funcionamiento.

3.4.5. Recomendaciones de las Agencias Internacionales de la Energía

La IEA (International Energy Agency), prevee en su Energy Outlook 2018, grandes cambios hacia el 2040, primero un crecimiento de la demanda de al menos 25% aprox. Dos Trillones anuales de inversión en nuevas fuentes de energía.

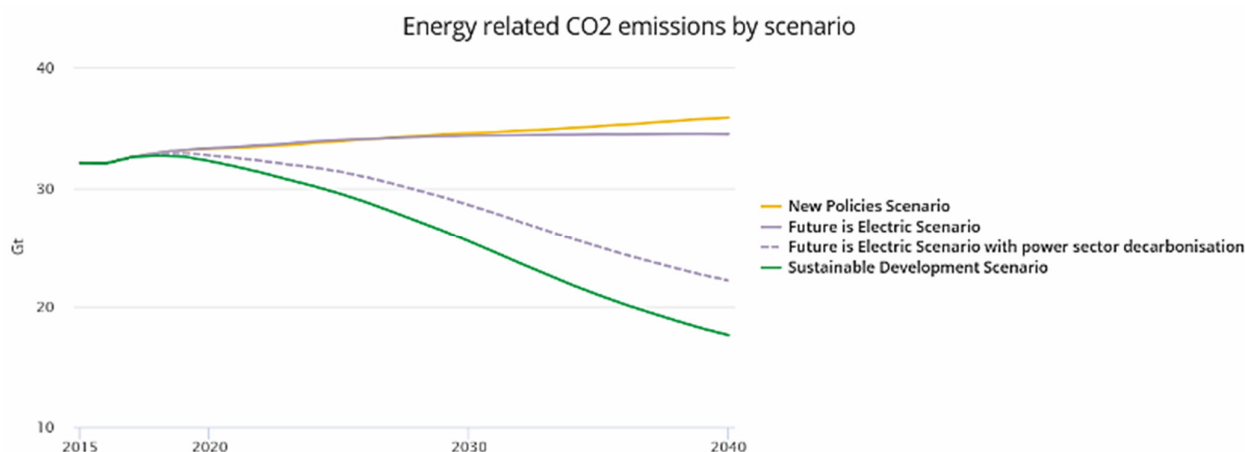


Gráfico 3-4. Visión de emisiones de CO2 al 2040. Fuente: EIA Outlook 2018

No obstante, la avalancha de inversiones en fuentes renovables, acaparando los 2/3 de las nuevas inversiones al 2040, el petróleo seguirá creciendo en demanda mayormente asociado a la industria del transporte pesado, pero el crecimiento sostenido del gas natural y la disminución del carbón definirán los próximos 20 años.

Todo lo anterior obliga como nunca cambios regulatorios, mayor flexibilidad técnica de las redes y la aceptación de la “electrificación de la matriz” como forma de masificar acceso a electricidad, por ejemplo, en sistemas aislados con Generación Distribuida e Internet de las Cosas (IoT). La IEA señala al menos 5 escenarios que se muestran en la gráfica anterior, al final son solo incertidumbre que pretende esbozar orientaciones que finalmente dependerán de la alineación o desalineación de los Estados. Con relación a la contaminación por CO2, no será suficiente la proliferación de las renovables, el mundo no podrá desprenderse al 2040 de las

jóvenes plantas a carbón asiáticas o el reducido efecto de plantas a gas y petróleo es necesario promover las nuevas tecnologías de captura de carbón y utilización/almacenamiento (CCUS).

El reporte de la EIA solo pretende proveer información valiosa a los decisores para orientarlos solo que alineado a los acuerdos mundiales de reducción de emisiones a favor de un planeta más sostenible, no pretende estar en contra de una fuente en especial sino que se tome conciencia de cómo podemos mejorar su uso con las nuevas tecnologías.

3.5. Política Energética Nacional

Respecto a la política energética nacional,¹² el país no ha sufrido mayores cambios desde la Ley de Concesiones Eléctricas, y se ha realizado poca actualización de los planes energéticos futuros, entre otras razones, por la falta de institucionalidad. El detalle del análisis de dicha Política, las externalidades producidas desde el 2010 a la fecha y los alcances aplicables a la presente investigación se encuentran ampliamente explicados en el numeral 2.5 del Capítulo I de la presente Tesis.

3.5.1. Participación de energía renovable en la demanda nacional

La participación de Energía Renovable en nuestro País se remonta al uso de la energía hidráulica como un recurso importante por nuestra geografía, aprovechar ese potencial nos ha permitido mantenernos dentro de los países más renovables de la región, la generación hidroeléctrica se ha mantenido como la principal fuente hasta el día de hoy.

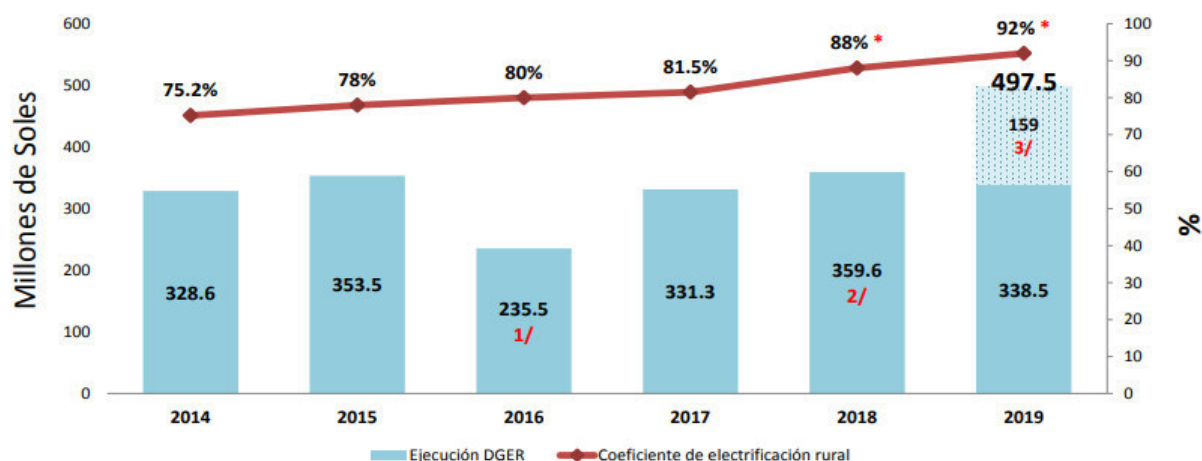
En la realidad de un sistema aislado, para los pequeños sectores que están más alejados de alguna posible interconexión futura se están desarrollando como mejor alternativa la instalación de paneles solares fotovoltaicos para consumos menores como iluminación y carga de baterías que puedan sustituir a fuentes artesanales como quema de leña uso de velas, que dicho de paso genera problemas de salud.

3.5.2. Electrificación Rural y coeficiente de electrificación

La inversión acumulada en electrificación rural desde el 2014 hasta el 2019 sumará en total S/. 2106 Millones, como puede apreciarse representa un gran porcentaje del presupuesto para la inversión en mejorar el acceso a la energía y así mejor calidad de vida de la población.

¹² Política Energética del Perú al 2040, contenida en el DS 064-2010-PCM

El MEM se ha fijado como objetivo que para el 2021, el 100% de las poblaciones rurales del país cuenten con energía eléctrica, para lo cual se fomenta la incorporación de estos poblados a los sistemas eléctricos cercanos o la utilización de sistemas de energía renovables como los paneles solares (Fuente: Publicación del diario gestión del 02/11/2018).



1/ Incluye aplicación de límite de gasto dispuesta por Ente rector.

2/ Incluye transferencias financieras a Empresas Distribuidoras Eléctricas del ámbito de FONAFE.

3/ Incluye incorporación de Saldos de Balance a gestionar conforme a lo establecido en el Programa Multianual de Inversiones – PMI.

* Para los años 2018 y 2019, incluye el efecto de la inversión privada (Paneles Solares).

Gráfico 3-5. Evolución del presupuesto para electrificación rural. Fuente: MINEM

3.5.3. Sostenibilidad Energética

El término sostenibilidad energética, según acuerdo OCDE, se evalúa los siguientes factores: Crecimiento económico, sostenibilidad ambiental y acceso y seguridad a la energía. Según el Ranking Acuerdo del Pacífico, el gobierno peruano ocupa el tercer puesto conforme se indica en gráfica 3-6.

Países	ÍNDICE GENERAL	CRECIMIENTO ECONÓMICO	SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL	ACCESO Y SEGURIDAD
Colombia	0.75	0.73	0.68	0.83
Uruguay	0.74	0.69	0.71	0.82
Perú	0.70	0.75	0.64	0.70
Brazil	0.70	0.58	0.71	0.80
Argentina	0.70	0.78	0.59	0.73
Chile	0.67	0.60	0.58	0.82
México	0.66	0.61	0.62	0.75

Gráfico 3-6. Ranking Acuerdo Pacífico. Fuente WEF 2017

Si el gobierno peruano pretende aumentar la sostenibilidad ambiental, una manera podría ser reducir la generación eléctrica convencional en el sistema aislado de Iquitos, también sería una oportunidad de mejora en la seguridad energética al verse complementada con RER NC, así se evitaría depender de solo un tipo de recurso.

3.5.4. Inclusión Social

En 2014, el MINEM publicó un documento de trabajo titulado “Plan Energético Nacional 2014-2025”, declarando auspiciosos objetivos para toda una década, hoy ya transcurrió la mitad del plazo definido. En dicho plan se hacía referencia explícita a la “Inclusión social energética” definida como la cobertura eléctrica al 100% del país, enfatizando el acceso de los peruanos en zonas rurales, estimado en 2,2 millones a esa época.

También se prevé la masificación del gas natural mediante las redes de distribución en zonas urbanas de las principales ciudades y más allá, subvención de GLP domestico junto con entrega de cocinas mejoradas a la población más vulnerable.

Según INEI al 2017, la cobertura eléctrica estaba en 95.1% por tanto aún quedan pendientes sobre todo en el ámbito rural.

Al cierre del 2018 se sabe que la empresa Ergon Perú ganadora de la licitación de masificación eléctrica en zonas rurales a través de paneles fotovoltaicos instaló el 50% desde que fue adjudicada en 2014, por lo que tendría que acelerar el ritmo para llegar a la meta.



Gráfico 3-7. Generación eléctrica con energía solar en zonas aledañas del país.

Si bien no puede aseverarse que se lograrán todas las metas, ésta en particular, que representa el vértice de la “Equidad Energética” o el suministro asequible para toda la población, va avanzando con esperanza.

3.5.5. Rentabilidad Social

Una actividad cualquiera de la que hablemos será socialmente rentable si brinda beneficios a la sociedad en su conjunto más allá de toda pérdida, aun si ello significase una pérdida económica. Cuando hablamos dentro del ámbito energético nos referimos a la existencia de los diversos fondos sociales que apoyan y promueven el bienestar de los que menos tienen como el FOSE o Fondo de Compensación Eléctrica, o el MCSA: Mecanismo Compensatorio de los sistemas aislados, entre otros han contribuido a un fin mayor que es precisamente esa “rentabilidad social” antes referida, no obstante lo anterior, todo es perfectible, por ello la presente investigación, trabaja específicamente sobre el MCSA y se ha decidido actuar para hacerlo más eficiente y recomendar un buen uso para su ahorro.

3.6. Competencia en los negocios de Generación y Comercialización (RER y COES)

3.6.1. Limitantes al despliegue de proyectos RER NC en Perú

Las limitaciones técnicas de una generación eléctrica con RER NC son no tener confiabilidad por no asegurar sostener la potencia firme, se va analizar el uso de baterías como alternativa y otras tecnologías como estudios en otros países de la región y el mundo.

Además, se tiene una limitación producto de distintos intereses, por lo que, se va analizar un estudio de interesados (gestión de stakeholders) que permitan determinar quiénes son los principales agentes de cambio para la iniciativa de desarrollo de un proyecto de esta naturaleza, y, con trabajo en campo en Iquitos, se recogerán las opiniones de los clientes (comunidad y usuarios mayores con demanda), distribuidor (ELECTROORIENTE), autoridades locales y nacionales, proveedores, etc.

3.6.2. La potencia firme como un criterio importante para la generación con RER NC

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25844, *“La Potencia Firme es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.”*

La Potencia Firme en Perú tiene como propósito garantizar que las centrales que operan en el periodo de hora punta y estén en modo reserva, tengan los ingresos suficientes para remunerar sus propias inversiones. Para el efecto, las centrales hidráulicas que cuentan con Potencia Firme tienen un ingreso que representa del 15 a 25% de sus ingresos totales.

La principal restricción que origina la Potencia Firme para un generador, es la limitación contractual desde el punto de vista de la Potencia, lo que puede verse obviado dado que la confiabilidad del sistema así lo ofrece en conjunto.

Se espera nueva normativa a futuro, dado que resulta conveniente que sólo existan contratos con energía garantizada y se obvie el tema de la Potencia Firme.

3.7. Diversidad de tecnologías de generación

Dentro de la cadena de suministro eléctrico, la generación de energía eléctrica que convierte una energía mecánica en eléctrica, es la primera actividad de producción que durante la historia han venido usando diversas fuentes como insumo, comenzando con los recursos fósiles como carbón, petróleo y derivados de hidrocarburos; luego por la necesidad de cuidado del medio ambiente y a medida del descubrimiento de nuevas fuentes de energía, se fue migrando a recursos como el gas natural y la hidráulica en función del potencial energético de cada País. Posteriormente ha venido tomando mayor énfasis el uso de recursos renovables no convencionales.

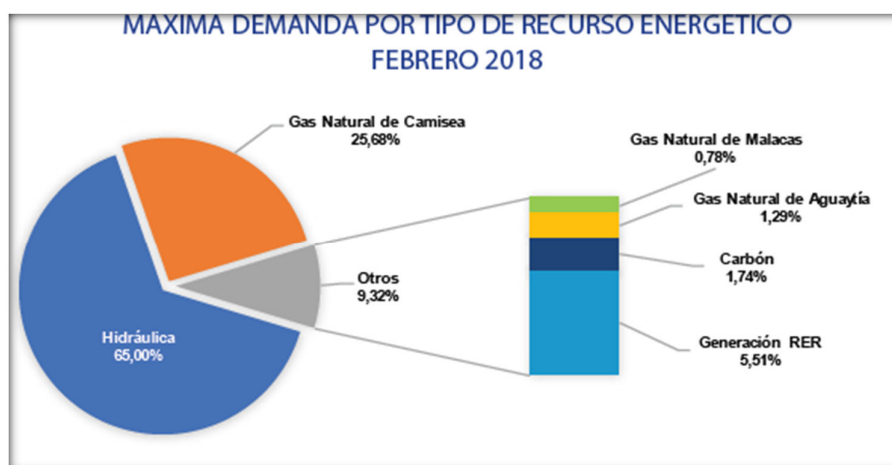


Gráfico 3-8. Máxima demanda por recurso en febrero 2018. Fuente COES.

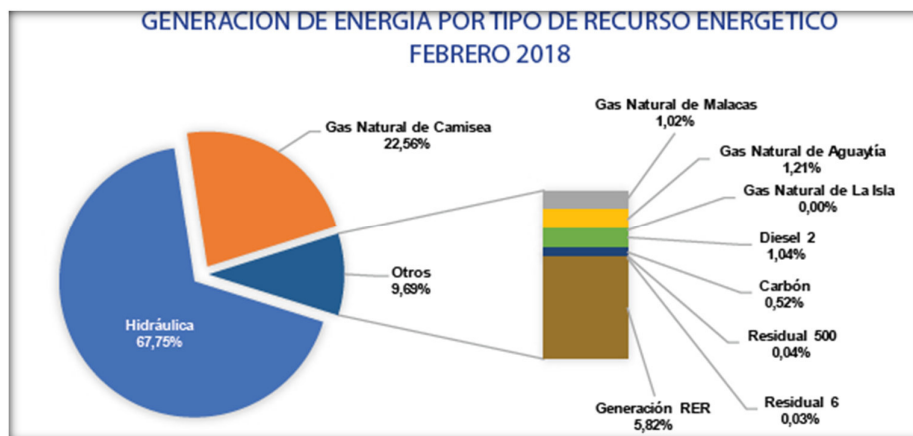


Gráfico 3-9. Máxima oferta por recurso en febrero 2018. Fuente COES.

3.7.1. Generación a partir de fotovoltaicas

La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, dado que puede suministrar energía en emplazamientos no conectados o aislados de la red (viviendas aisladas en techos, faros, alumbrado público, sistema de bombes, repetidores de telecomunicaciones, etc.) o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica, que pueden ser de pequeño tamaño (instalación en vivienda individual, techo de parkings, etc.) o centrales de gran tamaño.

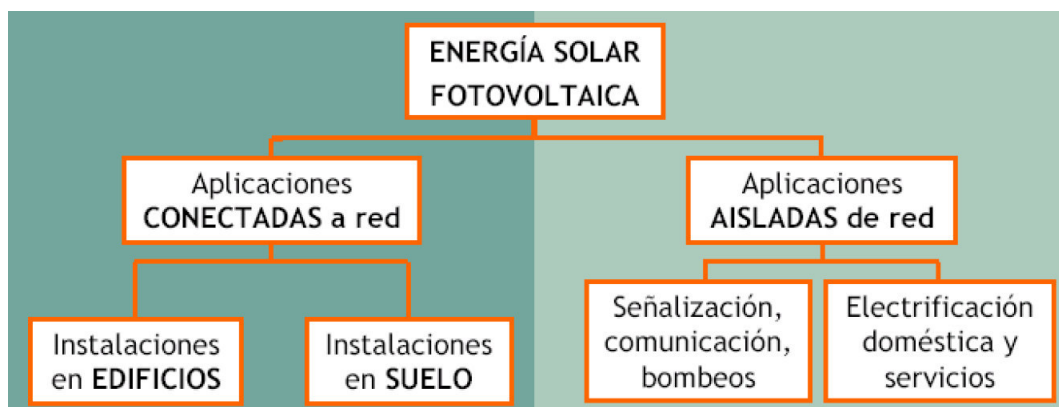


Gráfico 3-10. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. Fuente: Osinergmin

Cada kWh generado con energía solar evita la emisión a la atmosfera en promedio 1kg de CO₂, comparando con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4kg de CO₂ en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural. Esto es de gran ayuda para la reducción de emisiones que se propone en el Protocolo de Kioto.

3.7.2. Generación con fuentes termo-solares

Esta tecnología tiene la ventaja de suministrar energía eléctrica, mediante almacenamiento de energía térmica, para un posterior uso cuando no se tiene las condiciones solares, el

funcionamiento es similar a las plantas eléctricas a carbón o gas, mediante la energía solar concentrada en un arreglo focal, este calienta un fluido, el cual genera electricidad. Mundialmente este tipo de tecnología se le conoce como CSP.

Como se muestra a continuación, la tecnología presenta una autonomía adicional de 4 horas, debido al almacenamiento térmico.

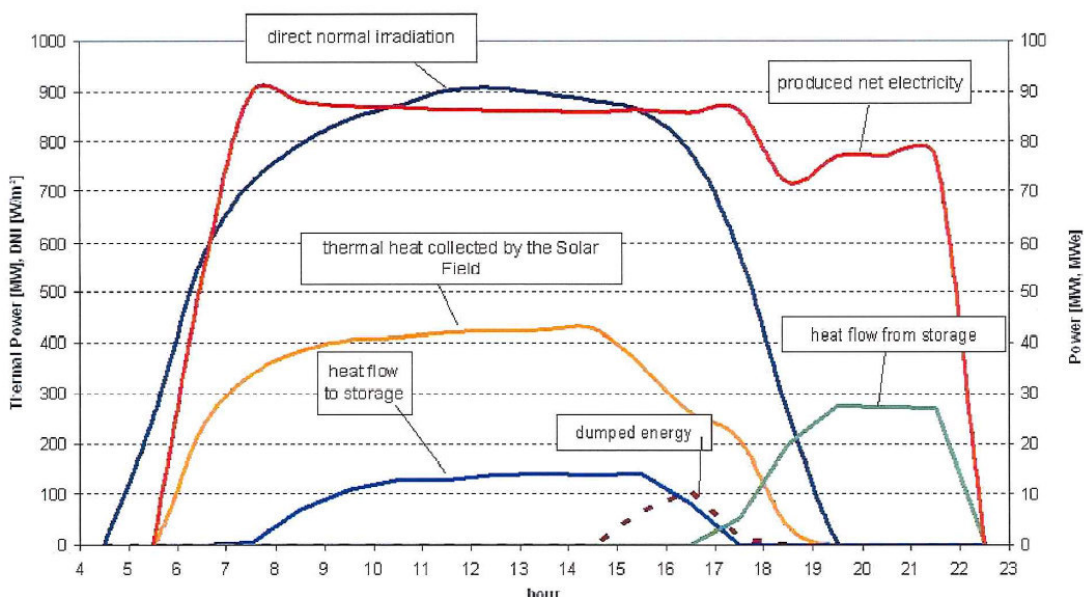


Gráfico 3-11. Perfil de carga de una generación termo-solar

3.7.3. Generación a partir de energía eólica

Como es de amplio conocimiento, la generación eléctrica mediante aerogeneradores se ha convertido en los últimos años en una de las fuentes energéticas más económicas en comparación con las otras fuentes disponibles, a su vez su desarrollo se encuentra ya en una fase “madura” dado que desde sus lejanos inicios en Dinamarca en los años 60’s hay más de medio siglo de experiencia de los diversos fabricantes en ubicaciones tanto “on-shore” como “off-shore”.

A manera de explicación conceptual, el viento se produce por diferencia de temperatura entre los polos y el Ecuador lo que a su vez genera una circulación atmosférica aprovechable por los aerogeneradores de acuerdo a la “Ley de Betz” que en resumen demuestra que la energía que puede extraerse del viento será proporcional al área del rotor de un aerogenerador, al cubo de la velocidad del viento y a la densidad del aire, siendo estas las variables más importantes de diseño de los equipos.

Existen 2 conceptos fundamentales para completar un entendimiento básico del proceso eólico y son:

- Coeficiente de potencia del aerogenerador
- Distribución de Weibull

De acuerdo al Atlas Eólico del Perú, publicado por el Ministerio de Energía y Minas en 2016, el Perú posee un elevado potencial eólico a lo largo de toda la costa peruana entre Piura y Arequipa.

Se ubica en la costa del Perú, debido a la fuerte influencia del anticiclón del Pacífico y de la Cordillera de los Andes, que generan vientos provenientes el suroeste en toda la región costera. Se estima un potencial aprovechable de 22 000 MW.

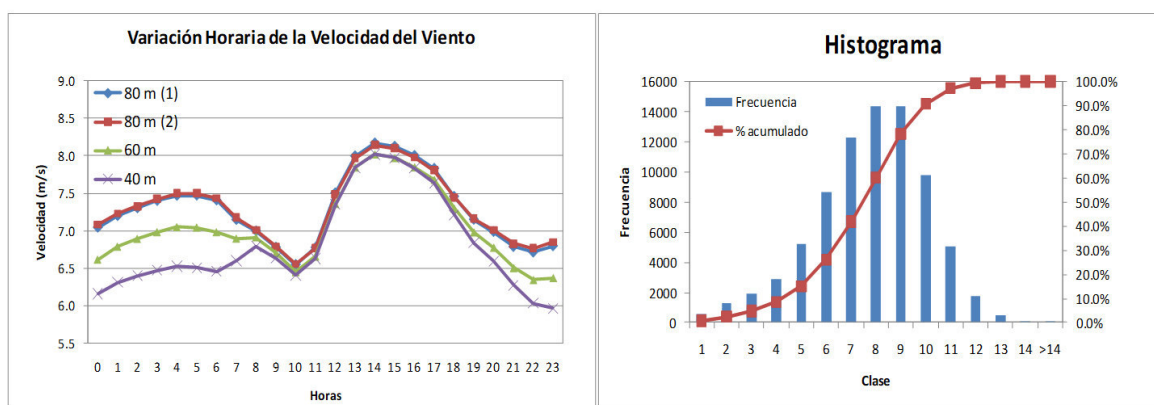


Gráfico 3-12. Variación horaria del viento en zona de Talara. Fuente: COES

Inversión	22	MM USD
Tasa de descuento	12%	
Periodo	20	
Anualidad	2.94	MM USD
O & M	3%	
O & M	0.55	MM USD
Total anual	3.49	MM USD

Tabla 3-2. CAPEX en Central Eólica de 10MW

Tamaño	10	MW
FC	20%	
Horas	8760	
Energía	21900	MWh/año
Costo de generación	0.02	MM
Costo Total	3.514	MM
Costo monómico	160.46	US\$/MWh

Tabla 3-3. Costo de la energía en Eólica de 10MW.

3.7.4. Generación a partir de energía biogás

Esta tecnología consiste en aprovechar la descomposición de residuos sólidos urbanos de los rellenos sanitarios, este es el resultado de la fermentación de los residuos, dicho proceso se lleva a cabo en un biodigestor en ausencia de oxígeno. Luego de obtener el biogás, se limpia de impurezas y se comprime, para luego ser inyectadas a motores de generación eléctrica.

Como experiencia de la realidad del País, tenemos a la empresa PETRAMAS que genera 6 MW, usando los residuos domésticos de la ciudad de Lima.

3.7.5. Generación a partir de energía biomasa

Consiste en la utilización de materia orgánica, como bagazo, la leña, residuos de poda de gras o madera, aserrín, residuos ganaderos, aceites residuales domésticos. En un proceso de quemado aprovechando así el poder calorífico para emplearlos en una caldera recuperadora de calor, para posteriormente la generación de energía eléctrica.

Como experiencia de la realidad del País, tenemos a la empresa Aipsaa – Paramonga que genera 20 MW, usando el bagazo como recurso en la generación eléctrica.

3.7.6. Generación a partir de energía hidroeléctrica

No se puede obviar el potencial hidroeléctrico que tiene el Perú en la actualidad, sin embargo, el riesgo ambiental es también muy considerable, teniendo casos concretos la central Hidroeléctrica de Mázan, ubicada en Maynas Loreto, con una capacidad de 400 MW se estima en 1500 Millones de dólares. Las inversiones son muy grandes cuando se trata de centrales hidroeléctricas en la amazonia, además teniendo el problema de una baja demanda en Iquitos 55MW actuales, no permite aprovechar al máximo el recurso, elevando costos de generación.

Tecnología hidroeléctrica tipo bulbo

No esta demás agregar esta tecnología tipo bulbo para generación hidroeléctrica para ríos con grandes caudales, con cotas pequeñas en la operación.

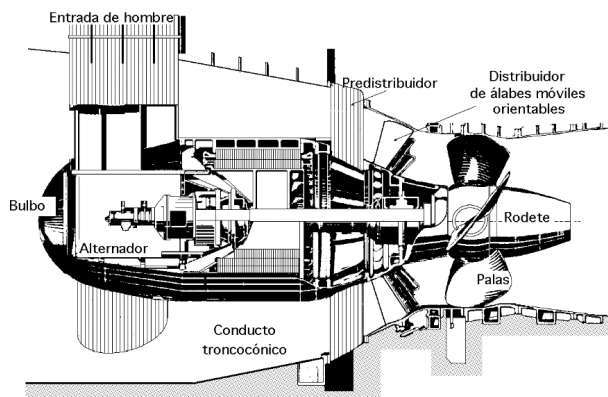


Gráfico 3-13. Modelo de una turbina tipo bulbo. Fuente: FOID

Inversión	700	MM USD
Tasa de descuento	12%	
Periodo	20	
Anualidad	93.71514603	MM USD
O & M	5%	
O & M	35	MM USD
Total anual	128.61	MM USD

Tabla 3-4. CAPEX en Hidroeléctrica de 100MW.

Tamaño	100	MW
FC	70%	
Horas	8760	
Energía	613200	MWh/año
Costo de generación	0.529	MM
Costo Total	129.24	MM
Costo monómico	210.77	US\$/MWh

Tabla 3-5. Costo de la energía en Hidroeléctrica de 100MW.

3.7.7. Generación a partir de energía térmica a gas

Actualmente el generador GENRENT tiene turbinas duales (gas y residual), esto según el contrato de suministro cedido por el estado¹³. Considerado el escenario actual, y con los datos de operación de GENRENT, se sabe que genera 55 MW aproximadamente a 70% de factor de

¹³ Contrato de Suministro de energía para Iquitos – Anexo 7. Requerimientos mínimos, 18 de abril 2013

carga, sabiendo que la eficiencia de una turbina a gas esta alrededor de 37%; para los 7 grupos de generación, los requerimientos de la operación en el uso del gas, se estima serían los siguientes:

Descripción	Cantidad	Unidades
Consumo de GN	9.254	Mm3/h (Miles de m3 por hora)
Consumo de GN	7.84	MMPCD (Millones de pies cúbicos diarios)
Consumo de GN diario	222.11	Mm3 (Miles de m3)
Consumo de GN anual	81.07	MMm3 (Millones de m3)
Consumo de GN anual	2.86	BCF (Mil millones de pies cúbicos)
Consumo de GN anual	2.80	TBTU (Billones de BTU)

Tabla 3-6. Consumos calculados de gas natural en planta GENRENT

Se tiene una ventaja operativa debido a la flexibilidad de operación de estos grupos de generación con el gas natural, sin embargo, se tiene la desventaja de estar alejado del yacimiento de Camisea o Curimaná y/o puntos de distribución, city gate de Lurín como GNC o del despacho de camiones GNL en Melchorita, estas debilidades de transporte desde puntos cercano al gas natural, son las principales razones para evidenciar una desventaja de este recurso.

A pesar de lo mencionado a nivel a nivel mundial, es viable el transporte de GNL vía fluvial con casos exitosos en Asia (Japón, Malasia), por tal motivo, se tendrá en cuenta el suministro de envío a Iquitos internacionalmente, específicamente desde Trinidad & Tobago.

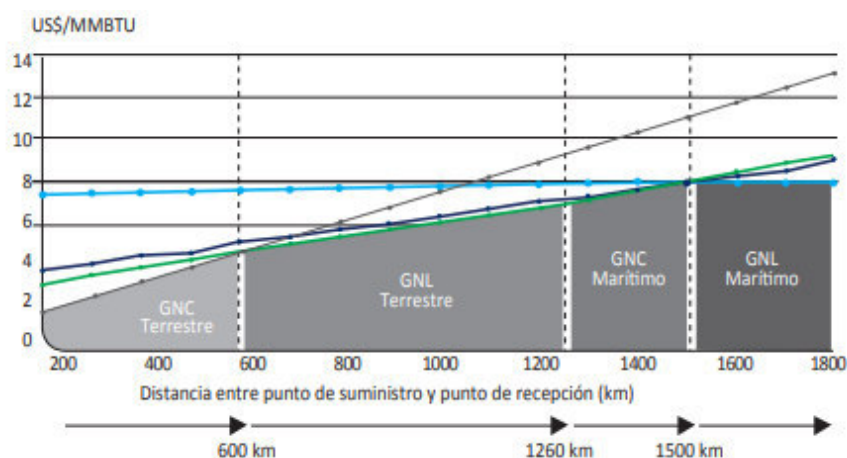


Tabla 3-7. Propuesta de transporte de gas. Evaluación con una demanda a costo 9 \$/ MMBTU recomienda GNL marítimo. Realizado por Ramírez, E. (2012)

Análisis técnico usando Ducto de gas

Un gasoducto de la planta de separación más cercana a la ciudad de Iquitos, es la planta de fraccionamiento de Aguaytia Energy ubicada en Pucallpa, a una distancia de 550 km, siendo esta opción la menos indicada, dado que en la experiencia peruana del ducto de Camisea a Lima es de 750 km, y se tuvo bastantes problemas de financiamiento del proyecto y su cofinanciamiento, las desventajas son las siguientes:

- Problemas de demanda de gas (9 MMPCD) requeridos por el generador GENRENT, siendo estas cantidades no tan grandes para el financiamiento del ducto, incluso considerando una posible demanda a usos domésticos.
- Distancia muy larga desde el suministrador hacia el punto de generación, 500 km.
- Geografía irregular, por temas ambientales, similares a la construcción de la línea de transmisión, se tendría dificultades.
- Reservas probadas de yacimientos cercanos o en Curimaná, no se cuenta con volúmenes de gas para nuevos mercados.

Análisis técnico usando Gas natural comprimido (GNC)

De los datos de consumo de gas natural mencionados anteriormente; y sabiendo que existen camiones de GNC a 2000 psi con una capacidad de 10 000 m³, se necesitarían unos 22 camiones diarios para abastecer la central de GENRENT en Iquitos. Adicionalmente, se requiere una estación de gas con un almacenamiento, sistemas de regulación, etc. Como todo proyecto, se requiere una inversión adicional.

Aunque, considerando los costos de logística y el transporte fluvial que se requiere para suministrar de GNC en la ciudad de Iquitos, se descarta el hidrocarburo al tener muy poca capacidad energética por volumen transportado.

Análisis técnico usando Gas natural licuado (GNL)

De los datos de consumo de gas natural mencionados anteriormente; y sabiendo que existen camiones de GNL con una capacidad de 80 m³, se necesitarían unos 5 camiones diarios para abastecer la central de GENRENT en Iquitos, un número reducido comparado a la cantidad de camiones requeridos usando en el GNC.

Cabe resaltar que el proceso logístico de trasladar estos camiones GNL es factible en la actualidad, teniendo casos exitosos en la masificación de norte y sur peruano, sin embargo, no se tiene acceso a Iquitos vía terrestre, siendo la vía fluvial la más común para llegar a esta zona, usando esta embarcación sofisticada en el transporte de este líquido.

Por lo tanto, se tendría un recorrido estrictamente fluvial, para ello se requiere utilizar buques metaneros de grandes dimensiones, de una capacidad de 10 000 m³, con lo cual se evitaría la logística de transporte en los tramos de ida y regreso a la planta, consiguiendo que el buque vaya solo una vez al mes, por ende, 12 veces al año, satisfaciendo así, la demanda de GENRENT con GNL.

Propuesta de llevar GNL desde Camisea

Para llevar GNL de Cuzco a Iquitos se requiere una planta licuefacción en Malvinas y una planta regasificadora en Iquitos, la cual requiere un tanque de almacenamiento GNL, gasificadores, calentadores, y una estación de gas con un almacenamiento GNC, sistemas de regulación, por tanto, se requiere una inversión adicional en comparación con el proyecto de GNC, sin embargo, se reduce considerablemente las limitaciones de capacidad de transporte.

Considerando los costos de logística y el transporte fluvial en buques metaneros que se requiere para suministrar de GNL en la ciudad de Iquitos, se estima los costos fijos de inversión y costos variables relacionados a este proyecto. Ver Tabla 3-8.

No esta demás mencionar, el riesgo ambiental que conlleva trasladar grandes cantidades de energía por zona fluvial en selva virgen, debido al riesgo geográfico que se tiene en el transporte fluvial.

Inversión (Millones de dólares)	75
Costo combustible (\$/MMBTU)	$6.32^{14} + 4^{15} + 4^{16}$

Tabla 3-8. Inversión y Costo combustible para la adaptación de Genrent a GNL (Camisea).

Realizando los cálculos financieros y anualidades, se obtienen los costos mínimos anuales que garantizan el proyecto a una tasa de descuento del 12%.

¹⁴ Costo del flete del transporte asociado a la planta futura de Licuefacción en Camisea a Iquitos. Usando barcazas metaneras

¹⁵ Costo del combustible GNL a la planta futura de Licuefacción.

¹⁶ Costos adicionales relacionados al transporte desde Camisea a Iquitos.

Inversión	$75^{17} + 75^{18} = 150$	MM USD
Tasa de descuento	12%	
Periodo	20	
Anualidad	20.08	MM USD
O & M	15%	
O & M	22.5	MM USD
Total anual	38.08	MM USD

Tabla 3-9. Anualidad y O&M para la adaptación de Genrent a GNL (Camisea).

Realizando los cálculos anuales, se obtienen los costos variables en la generación anualmente usando combustible GNL.

Costo Variable	184.22	US\$/MWh
Rendimiento	36%	
CE	9.86	GJ/MWh
Precio GNL	14.32	USD/MMBTU

Tabla 3-10. CVC para la adaptación de Genrent a GNL (Camisea).

Por tanto, se obtiene los costos finales de energía y potencia, el costo monómico de recuperación del proyecto con la operación Genrent de GNL en la ciudad de Iquitos.

Tamaño	55	MW
FC	70%	
Horas	8760	
Energía	337260	MWh/año
Costo de generación	54.20	MM
Costo Total	96.78	MM
Costo monómico	286.98	US\$/MWh

Tabla 3-11. Costo de la energía en la operación Genrent a GNL (Camisea).

Observación: Para esta propuesta se debe tener en cuenta las épocas de navegabilidad para el río Amazonas, dado que el calado tiende a reducirse considerablemente desde agosto a noviembre, por tanto, esta opción no garantiza un suministro continuo y por ende una operación continua a gas natural.

¹⁷ 75 Millones de dólares, es la inversión total por GENRENT.

¹⁸ 75 Millones de dólares, es la inversión estimada de la planta de licuefacción, transporte y regasificación a instalar.

Propuesta de llevar GNL desde Trinidad & Tobago

Siendo internacionalmente la planta de licuefacción de Point Fortin en T&T, la cual despacha GNL a Pecem en Brasil, un punto cercano a nuestra amazonia fluvial, con lo cual nos da otra oferta importante en el descarte de esta tecnología.

En este caso, no se consideraría el costo del sistema de licuefacción, manteniéndose todo lo demás de la opción planteada de llevar GNL desde Camisea.

Inversión (Millones de dólares)	50
Costo combustible (\$/MMBTU)	$7^{19} + 2^{20} + 2^{21}$

Tabla 3-12. Inversión y Costo combustible para la adaptación de Genrent a GNL (Trinidad & Tobago).

Realizando los cálculos financieros y anualidades, se obtienen los costos mínimos anuales que garantizan el proyecto a una tasa de descuento del 12%.

Inversión	$75^{22} + 50^{23} = 125$	MM USD
Tasa de descuento	12%	
Periodo	20	
Anualidad	16.73	MM USD
O & M	15%	
O & M	18.75	MM USD
Total anual	35.48	MM USD

Tabla 3-13. Anualidad y O&M para la adaptación de Genrent a GNL (Trinidad & Tobago).

Realizando los cálculos anuales, se obtienen los costos variables en la generación anualmente usando combustible GNL.

Costo Variable	134.69	US\$/MWh
Rendimiento	38%	
CE	9.86	GJ/MWh
Precio GNL	12	USD/MMBTU

Tabla 3-14. CVC para la adaptación de Genrent a GNL (Trinidad & Tobago)

Por tanto, se obtiene los costos finales de energía y potencia, el costo monómico de recuperación del proyecto con la operación Genrent de GNL en la ciudad de Iquitos.

Tamaño	55	MW
FC	70%	

¹⁹ Costo de GNL en Trinidad y Tobago

²⁰ Costo de transporte de GNL desde Trinidad y Tobago a Iquitos.

²¹ Costo de regasificación y en Iquitos.

²² 75 Millones de dólares, es la inversión total por GENRENT.

²³ 50 Millones de dólares, es la inversión estimada de la planta de regasificación a instalar.

Horas	8760	
Energía	337260	MWh/año
Costo de generación	45.42	MM
Costo Total	80.91	MM
Costo monómico	239.9	US\$/MWh

Tabla 3-15. Costo de la energía en la operación Genrent a GNL (Trinidad & Tobago).

Observación: Para esta propuesta se debe tener en cuenta las épocas de navegabilidad para el río Amazonas, dado que el calado tiende a reducirse considerablemente desde mayo a septiembre, siendo así, esta opción no garantiza un suministro continuo y por ende una operación continua a gas natural.

El costo de la energía y potencia para rentabilizar el proyecto de llevar GNL a Iquitos desde Camisea, según la tabla 3.11 es 286.98 US\$/MWh, y de llevar GNL a Iquitos desde Trinidad & Tobago, pasando por Brasil, según la tabla 3.15 es 239.98 US\$/MWh, se sabe que el costo de la operación actual con residual es de 144 US\$/MWh, representando casi el doble del precio.

3.8. Conexión eléctrica mediante LLTT

En el escenario actual, se tuvo un concesionario para la ejecución de este proyecto, el cual resolvió el contrato con el estado peruano, sustentando problemas financieros, sociales y ambientales. En nuestra opinión, la principal dificultad del proyecto es técnico ambiental, el recorrido de la línea de transmisión en zonas amazónicas y de selva virgen interfiere con el desarrollo natural de ese ecosistema.

Cualquier solución, elevaría los costos de inversión y O&M, no obstante, los valores mencionados a continuación son los aquellos que se adjudicó el proyecto de LLTT Moyobamba Iquitos.

Realizando los cálculos financieros y anualidades, se obtienen los costos mínimos anuales que garantizan el proyecto a una tasa de descuento del 12%.

Inversión	500	MM USD
Tasa de descuento	12%	
Periodo	20	
Factor de recuperación de capital (FRC)	13%	
Anualidad	66.93	MM USD
O & M	5%	
O & M	25	MM USD
Total anual	91.93	MM USD

Tabla 3-16. Anualidad y O&M para la operación de LLTT.

Por tanto, se obtiene los costos finales de energía y potencia, el costo monómico de recuperación del proyecto con la operación LLTT Moyobamba Iquitos.

Tamaño	55	MW
FC	70%	
Horas	8760	
Energía	337260	MWh/año
Costo	8.4315	MM
Costo Total	100.37	MM
	297.60	US\$/MWh

Tabla 3-17. Costo de la energía en la operación de LLTT

El costo de la energía y potencia para rentabilizar el proyecto de LLTT Moyobamba Iquitos, según la tabla anterior es 297.60 US\$/MWh, se sabe que el costo de la operación actual con residual es de 144 US\$/MWh, sin duda realizar este proyecto elevaría más aun los costos de energía.

3.9. Benchmarking de las ENRC en otros países

Chile

Se entiende por RER NC lo siguiente:

Conforme con definición efectuada en marzo del año 2012 mediante modificación a la Ley vigente; esta definición forma parte del actual texto refundido de la Ley es sus artículos 225 literales aa) a ac):

“aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

- 1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.*
- 2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.*
- 3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.*

- 4) *Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.*
 - 5) *Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.*
 - 6) *Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.*
 - 7) *Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.” (Nota: a la fecha no hay otros medios incluidos mediante este numeral).*
- ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.*
- ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.”*

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Solar	1.497	2.021	19.154	53.041
GNL	1.127	1.530	5.713	5.363
Eólico	1.381	2.300	9.514	19.349
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	41	20	2.558	6.380
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	207	589	3.900	6.574
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Total	4.303	6.660	48.452	105.740

Gráfico 3-14. Cartera de proyectos con variada diversificación. Fuente: Reporte Dic. 2018 Sistema eléctrico chileno SYSTEP

Como puede verse, nuestros vecinos del Sur, no solo conocen muy bien su potencial renovable, en especial el solar, sino que en los últimos años de la mano de su Agenda al 2050 vienen dando pasos concretos en la línea de 70% de generación de fuentes renovables a ese año, meta que estiman cumplir mucho antes de lo previsto.

Comparando con el caso peruano, gozamos de la misma radiación en el sur peruano, la pregunta es por qué no lo estamos poniendo en valor.

3.10. Marco normativo de la generación con RER NC

Se puede apreciar en el sustento regulatorio, abajo una línea de tiempo:

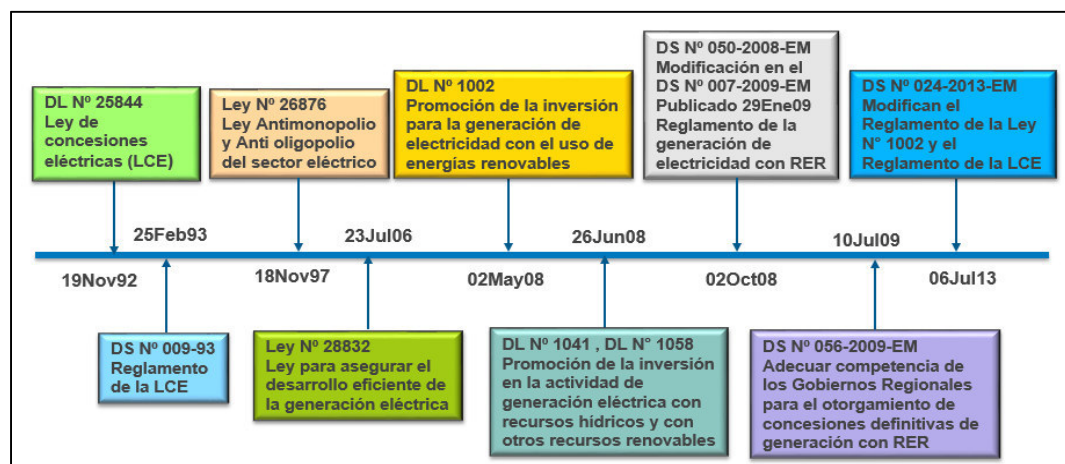


Gráfico 3-15. Línea de tiempo de la regulación RER. Fuente: Elaboración Osinergrmin.

3.10.1. Subastas RER para cobertura del déficit energético

Partimos con la premisa que el DL 1002 que promueve el aprovechamiento de los RER, establece una meta inicial de 5% de participación en la producción de energía en el SEIN(Sin considerar las Centrales Hidráulicas mayores de 20MW), siendo los objetivos principales mejorar la calidad de vida de la población y tener un mayor cuidado con el medio ambiente, para ello se aplicó el desarrollo a través de subastas que inicialmente los costos fueron muy altos producto de la rentabilidad asociada a la inversión, y bajo un marco normativo se facilita el ingreso con primas subvencionadas por la demanda y cada proceso mediante subasta busca asegurar el menor costo de producción, para reducir las primas.

Es así que cada subasta es un proceso distinto y va mejorando en el tiempo con la experiencia de las anteriores y tomando en consideración las externalidades asociadas, como mejor tecnología, mayor competitividad, requerimientos de energía para cubrir la meta de 5%, etc.

Análisis comparativo del requerimiento de energía en los 4 procesos de subasta RER.

Requerimientos Subasta RER	1 ^{ra} Subasta	2 ^{da} Subasta	3 ^{ra} Subasta	4 ^{ta} Subasta
Tecnologías RER	1314 GWh	1300 GWh	320 GWh	1300 GWh
Centrales Hidroeléctricas ≤ 20 MW	500 MW	681 GWh	1300 GWh	450 GWh

Gráfico 3-16. Análisis comparativo del requerimiento de energía en los 4 procesos de subasta RER. Fuente: Publicación de Alberto Ríos.

Precios ofertados Vs. precio máximo

Durante los últimos 8 años se realizaron 4 Subastas RER (2009, 2011, 2013, 2016, esta última programada inicialmente para el 2015), la evolución de los precios promedio de las RER han ido disminuyendo un aspecto es: el avance de la tecnología, pasando de la 1ra subasta de 80.5 a 43.1 US\$/MW en la 4ta Subasta.

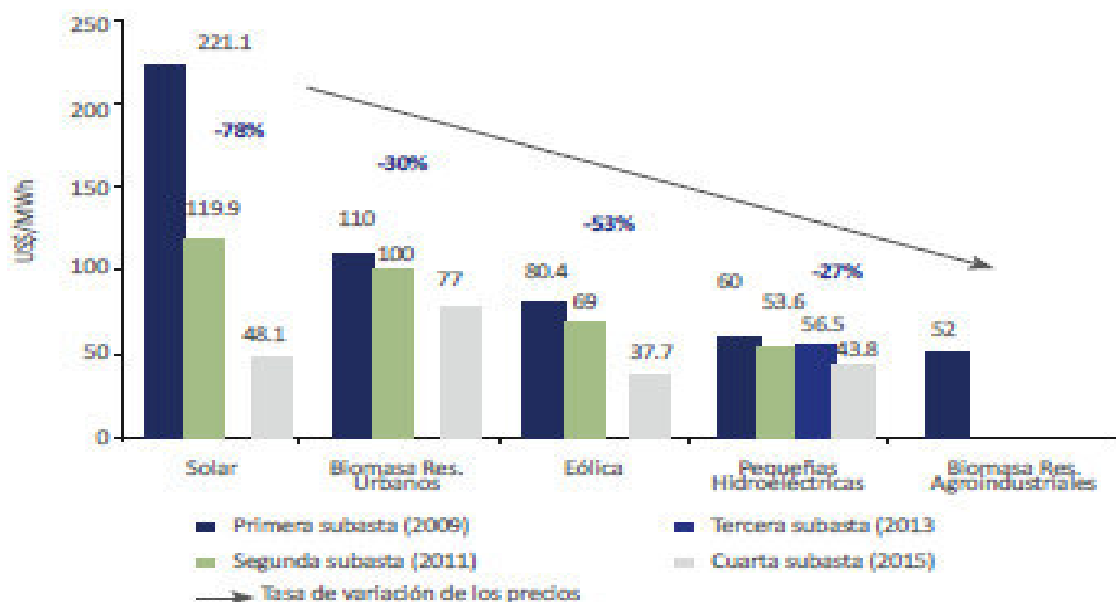


Gráfico 3-17. Tendencia del precio de adjudicación de energía. Fuente: Osinergmin

Podemos mencionar que, la cantidad de energía requerida ha ido disminuyendo en cada subasta. Éste escenario pareciera ser de incertidumbre, al punto que desde 2016 no se ha vuelto a presentar alguna subasta.

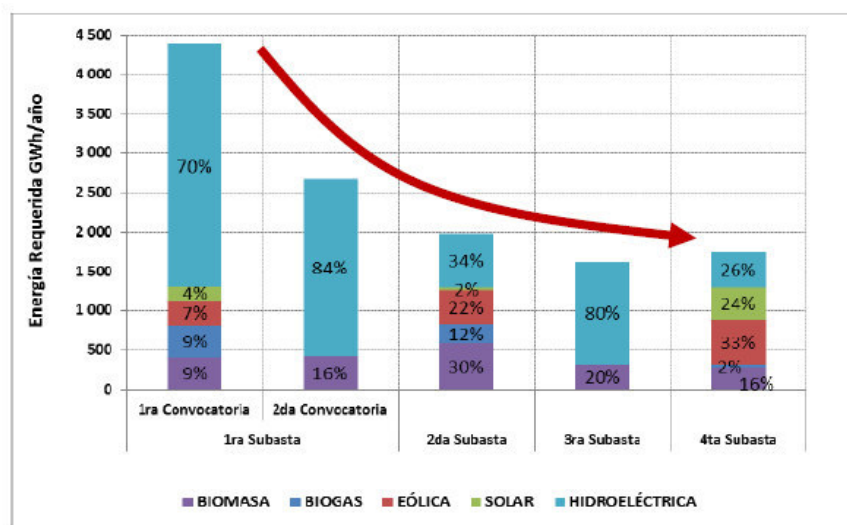


Gráfico 3-18. Tendencia de la oferta de energía. Fuente: Osinergmin

De las 4 subastas se han adjudicado 64 proyectos RER no convencionales que suman 1274 MW y corresponde aproximadamente al 10% de la potencia instalada del sistema, teniendo una inversión total de 1956.6 MM US\$.

Tecnología	Total proyectos	Capacidad MW	Inversión MM US\$*
Pequeñas Hidro	45	566.1	963
Biogás	4	10.4	16.1
Eólica	7	394	567.2
Solar	7	280.5	379.3
Biomasa	1	23	31
Total	64	1274	1956.6

Gráfico 3-19. Realidad del avance de los proyectos RER adjudicados. Fuente: Osinergmin

▪ Primera subasta

Esta primera subasta tuvo la particularidad de tener dos convocatorias. En la primera convocatoria, la energía requerida determinada por el MINEM fue de 1 314 GWh/año para RER NC y 500 MW de potencia para centrales hidroeléctricas menores a 20 MW. En la segunda convocatoria, la energía requerida fue de 427 GWh/año para RER NC y 338,29 MW en centrales hidroeléctricas menores a 20 MW.

Tecnología	Energía requerida	Energía adjudicada		Potencia adjudicada
	GWh	GWh	%	MW
Hidroeléctrica	3066	1080	35%	180
Eólica	320	571	178%	142
Solar	181	173	96%	80
Biomasa	813	143	18%	27
TOTAL	4380	1967	45%	429

Tabla 3-18. Resultados Primera Subasta RER. Fuente MEM

Segunda subasta

En la convocatoria de la segunda subasta, la energía requerida por el MINEM fue de 1 300 GWh/año para RER NC y 681 GWh/año para centrales hidroeléctricas menores a 20 MW.

Tecnología	Energía requerida	Energía adjudicada		Potencia adjudicada
	GWh	GWh	%	MW
Hidroeléctrica	681	680	99,9%	102
Eólica	429	416	97%	90
Solar	43	43	100%	16
Biomasa	828	14	1,7%	2
TOTAL	1981	1153	58,2%	210

Tabla 3-19. Resultados Segunda Subasta RER. Fuente MEM

▪ Tercera subasta

En la convocatoria de la tercera subasta, la energía requerida por el MINEM fue de 320 GWh/año para RER NC y 1300 GWh/año para centrales hidroeléctricas menores a 20 MW.

Tecnología	Energía requerida	Energía adjudicada		Potencia adjudicada
	GWh	GWh	%	MW
Hidroeléctrica	1300	1172	90,2%	211
Biomasa	320	0	0%	0
TOTAL	1620	1172	90,2%	211

Tabla 3-20. Resultados Tercera Subasta RER. Fuente MEM.

▪ Cuarta subasta

En la convocatoria de la cuarta subasta, la energía requerida por el MINEM fue de 1300 GWh/año para RER NC y 450 GWh/año para centrales hidroeléctricas menores a 20 MW.

Tecnología	Energía requerida	Energía adjudicada		Potencia adjudicada
	GWh	GWh	%	MW
Hidroeléctrica	450	448	99,6%	80
Eólica	573	739	129%	162
Solar	415	523	126%	184
Biomasa	312	29	9,3%	4
TOTAL	1750	1739	99,4%	430

Tabla 3-21. Resultados Cuarta Subasta RER. Fuente MEM

Una variable a considerar es el esquema de garantías dado que se tenía que pagar 50,000 US\$/MW en la etapa de concurso y 250,000 US\$/MW en la etapa de construcción, varias empresas adjudicadas son noveles y forman pequeños fondos que han evidenciado no contar con suficiente respaldo financiero para iniciar la construcción de los proyectos.

Subasta	Proyectos	En Operación	%	En Construcción	%	En Trámite	%	Total
1era Subasta	28	27	96%	0	0%	1	4%	100%
2da Subasta	10	6	60%	3	30%	1	10%	100%
3era Subasta	14	3	21%	3	21%	8	57%	100%
4ta Subasta	13	6	46%	1	8%	6	46%	100%
Total	65	42	65%	7	11%	16	25%	100%

Tabla 3-22. Situación de proyectos al finalizar la 4ta Subasta. Fuente: Osinergmin a Setiembre 2018

Del gráfico podemos notar que en total se han adjudicado 65 proyectos de los cuales 42 que representan el 65% se encuentra en operación comercial a setiembre 2018.

Se evidencia que el proceso de la 3era subasta no ha sido el más eficiente y se ha ido aprendiendo de ello, tal es así que en la cuarta subasta se ha mejorado el número de proyectos en operación comercial y aun así necesario mejorar los procedimientos de cumplimiento de

ingreso en operación de los proyectos adjudicados, pues debe garantizarse el cumplimiento de las estimaciones de oferta para una demanda en crecimiento.

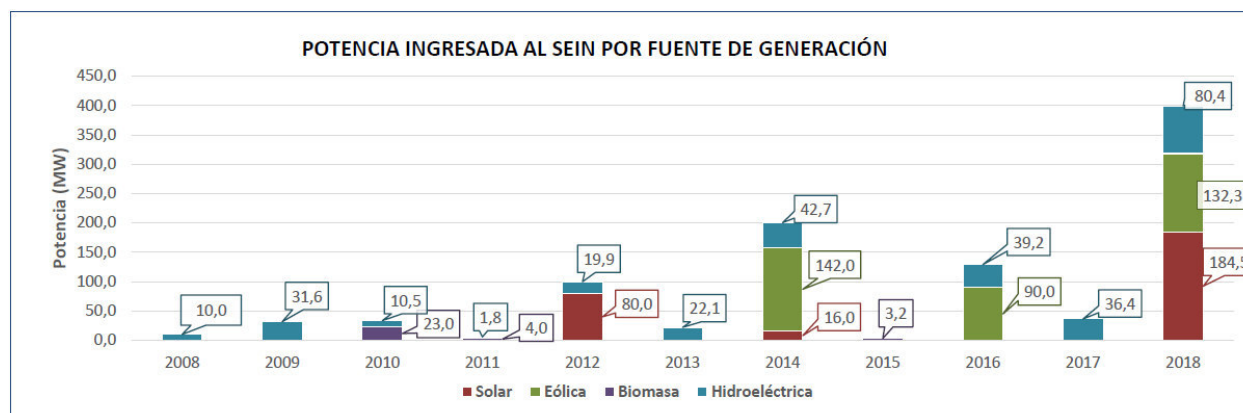


Gráfico 3-20. Situación actual de proyectos RER. Fuente: Osinergmin

Recomendaciones de mejora

Motivos de No adjudicación:

- Excede Energía Requerida
- Barra no comprendida
- No cumple con Garantía de seriedad de Oferta
- Oferta supera el Precio Máximo
- No presentó Potencia en su Oferta

La gran mayoría de Proyectos No Adjudicados fueron por exceso de energía requerida, pero este dato es curioso, debería ser el total, por lo que los otros criterios de no adjudicación deberían filtrarse preliminarmente para tener mayor seriedad de las ofertas, así evitar el error en las unidades, cumplir obligatoriamente con las garantías de seguridad y si no debería aplicarse una condicional de no participación en procesos futuros.

3.10.2. Inversión por iniciativa de asociación pública-privada

Las iniciativas vía APP son por una iniciativa en primer lugar privada que busca cubrir alguna necesidad con beneficio al estado como obras públicas de desarrollo y que están a cargo de PROINVERSIÓN y el promotor es quien realiza todo el estudio previo y así mismo, la bancabilidad del proyecto vía un contrato en el mercado de Corto Plazo (MCP) El MCP o SPOT, que es administrado por el COES, en el que se saldan las diferencias entre lo realmente

producido por los Generadores y las obligaciones de éstos en el despacho económico del sistema, debido a las obligaciones contractuales con terceros.

3.10.3. Otros instrumentos de incentivos no tarifarios

En la experiencia de nuestro vecino país, Chile, se tiene el sistema de reconocimiento de ingresos por potencia firme en bloques horarios, lo que garantiza ingresos garantizados en el momento de la viabilidad del proyecto.

En el siguiente cuadro, se muestra los 3 diferentes bloques, seleccionados con la consideración de la tecnología solar y eólica, sabiendo las variaciones por estaciones de estos recursos.

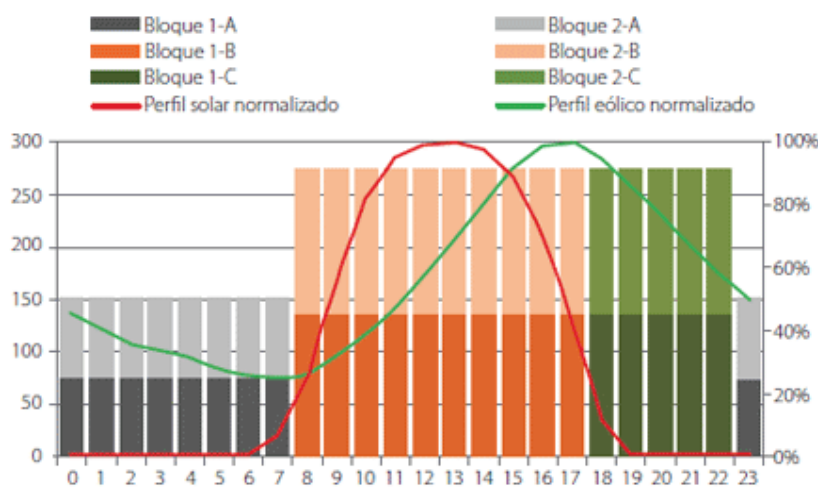


Gráfico 3-21. Bloques horarios en RER. Fuente: CNE

Cabe mencionar, que no necesariamente estos bloques horarios serían los mismos a la propuesta peruana, dado que las realidades climáticas difieren entre nuestros países.

La elaboración de estos bloques horarios es una solución en el despacho para las tecnologías de generación RER NC intermitentes, pues pueden ofertar solo en las horas en que presentan una capacidad considerable de generación, con esto, se mitiga su exposición al mercado spot y permite ofertar con mayor competitividad en estas horas.

Es fundamental que los diseños de las futuras licitaciones peruanas den facilidades operativas a las tecnologías para aprovechar sus ventajas particulares, con el objetivo de tener las ofertas más competitivas posibles. En consecuencia, es necesario que las tecnologías

consideradas capaces de suministrar continuamente energía puedan hacer ofertas condicionadas a que el suministro adjudicado sea durante las 24 horas del día.

3.10.4. Restricciones regulatorias

Algunas de las relaciones entre los actores que intervienen en los sistemas eléctricos aislados son reguladas por el Estado en cuanto a precio y condiciones, otras actividades son libres, en tanto las relaciones producidas en los contratos bilaterales con las distribuidoras para el mercado regulado son libres.

Mientras que en el sistema interconectado nacional el despacho de energía se efectúa a través del modelo regulatorio marginalista, donde se prioriza las centrales de menores costos de operación, la energía se valoriza a CMg considerando los costos variables de la última central que entra a despachar cada 15 minutos y la potencia se remunera por el hecho de mantener reserva disponible; en los mercados de contratos de largo plazo, el precio se fija (regulado) o se pacta (competencia) calculándose en un horizonte de largo plazo. Este tipo de contrato se originan en los Contratos de Subastas al amparo de la Ley 28832 (para mercados regulado y libre), también se incluyen los Contratos de subastas llevadas a cabo por Pro Inversión para el mercado regulado y los Contratos de subastas RER promovidos por el MINEM.

Una de las principales restricciones para los sistemas aislados es que, de acuerdo a la Ley N° 28832 los generadores no pueden contratar más de la potencia y energía firme, propia o contratada con terceras empresas generadoras, a diferencia del SEIN donde opera como una Cámara de Compensación que se liquida mensualmente y los generadores pueden compensar sus déficits de potencia y energía firme. El COES es quien determina la potencia y energía firme de las unidades de generación dependiendo el tipo de generación. La potencia se remunera por el hecho de mantener reserva disponible

Cabe precisar, como una restricción adicional, que la Potencia y energía firme de las Centrales eólicas, mareomotrices y solares, no es reconocida ni determina por el COES (en la práctica es 0).

De acuerdo a la Ley N° 28832 los generadores no pueden contratar más de la potencia y energía firme, propia o contratada con terceras empresas generadoras. Este concepto implica una restricción a la capacidad de contratación de las empresas generadoras.

3.10.5. Riesgo Regulatorio

Para finales del 2018, en el sector energético nacional, se escuchaba mucho de la potencia firme asignadas a las centrales renovables no convencionales, esto para poder tener una potencia mínima de contrato con clientes libres, consiguiendo con esto un mínimo de financiamiento asegurado.

Sin duda esta asignación de potencia firme a estas tecnologías, genera una reducción del costo marginal, y de los precios en barra, debido a esto, siempre se tiene una resistencia en el sector eléctrico conservacionista, que intentará mantener las condiciones actuales, poniendo en riesgo el crecimiento de esta tecnología.

3.11. Tarifas y Mecanismo de compensación de sistemas aislados

3.11.1. Tarifas en barra a nivel de generación

El Artículo 56° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), establece que, la Comisión de Tarifas de Energía (hoy osinergmin) debe fijar las tarifas en Barra de los sistemas eléctricos aislado de acuerdo a los criterios de eficiencia de la Ley y el reglamento.

Hoy en día, dada la cantidad y diversidad de sistemas aislados del país, el OSINERGMIN ha tipificado según características a todos los sistemas aislados a fin de facilitar el cálculo de los precios en Barra a nivel Generación, en función a la fuente primaria de abastecimiento.

En el siguiente cuadro se resume la tipificación de los sistemas aislados:

Categoría	Descripción
Típico A	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.
Típico B	Otros Sistemas Aislados distintos al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.
Típico E	Sistema Aislado de generación Iquitos, perteneciente a la empresa Electro Oriente.
Típico F	Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel del departamento de Madre de Dios, pertenecientes a la Empresa Electro Sur Este S.A.
Típico G	Sistema Aislado de generación Moyobamba – Tarapoto – Bellavista, perteneciente a la Empresa Electro Oriente.
Típico H	Sistema Aislado Bagua – Jaén
Típico I	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, pertenecientes a las Empresas Electro Ucayali o Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G y H.

Gráfico 3-22. Cuadro comparativo de sistemas aislados. Informe-No.051-2007-GART. Fuente: OSINERGMIN.

3.11.2. Criterios de Eficiencia en los Precios en Barra de Sistemas Aislados.

La Ley N° 28832 hace referencia a los criterios de eficiencia establecidos en el Artículo 8° de la Ley de Concesiones Eléctricas²⁴

Los cuales establecen los criterios para determinar los costos que conforman la tarifa en Barra a nivel de Generación:

- a) Los costos de inversión incluyen la anualidad de la inversión de la unidad de generación, las obras civiles de la central y de la subestación eléctrica de salida de la central. En donde corresponda se incluye el costo de un subsistema de transmisión eficiente para llevar la energía desde la central hasta las redes de distribución.
- b) Los costos de operación considerados incluyen los costos fijos de personal más los costos variables combustible y no combustible²⁵

Así, bajo este criterio de eficiencia que aplica el OSINERGMIN, se ha determinado los precios en barra a nivel generación para una Planta Solar fotovoltaica de 10MW (Motivo de la Tesis) y comparado las actuales generadoras del Sistema aislado de Iquitos.

²⁴ **Artículo. 8° (LCE)** .- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

²⁵ Informe N° 0051-2007-GART

Claramente podemos notar que, los precios en Barra para una central Solar Fotovoltaica son mucho menor en comparación con los Precios en Barra a Nivel Generación de y Electro Oriente:

Descripción	Solar PV	Genrent (RF)	Electro Oriente SA
Potencia (MW)	10.0	58.1	58.1
Energía (GWh-año)	17.0	334.8	334.8
Factor de Carga (%)	20%	68%	68%
Costos Fijos:			
Inversión (Miles US\$)	8,745.3	11,725.7	11,725.7
Operación y Mantenimiento (Miles US\$-Año)	165.3	587.9	587.9
Costos Variables:			
Costo Variable No Combustible (Miles US\$)	165.3	4,725.3	2,105.5
Costo Variable Combustible (Miles - US\$)	0.0	4,725.3	2,105.5
Tarifas en Barra a Nivel Generación:			
Tarifa de Potencia (US\$/kW-mes)	0.0	84.0	84.0
Tarifa de Energía (US\$/MWh)	83.3	119.8	123.4
Precio en Barra (US\$/MWh)	83.3	137.0	140.7
Costo Medio - Iquitos (US\$/MWh)	83.3	137.0	140.7

Gráfico 3-23. Cuadro de Precios en Barra en Iquitos. Fuente: Osinergmin / Elaboración: Propia

3.11.3. Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados

Los antecedentes normativos del Mecanismo de Compensación de sistemas Aislado encuentran su fuente en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (noviembre 1992) y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, de cuyo texto se desprende:

...“la finalidad de resolver la problemática surgida en los ingresos de las empresas de generación de los Sistemas Aislados por efecto de la diferencia entre los precios de venta de Petroperú y los precios de referencia de los combustibles líquidos utilizados para la determinación de las Tarifas en Barra”

Así, el artículo 30 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, creó el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por dichos sistemas, mediante la compensación de una parte del diferencial entre los Precios en

Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN);

La misma norma establece que los recursos necesarios para el financiamiento de dicho mecanismo de compensación de sistemas Aislados, se obtendrían de hasta el cincuenta (50%) del aporte de los usuarios de electricidad a que se refiere el inciso h) del artículo 7 de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, correspondiendo al Ministerio de Energía y Minas determinar anualmente el monto específico del aporte, de conformidad a lo que establezca el Reglamento, es decir:

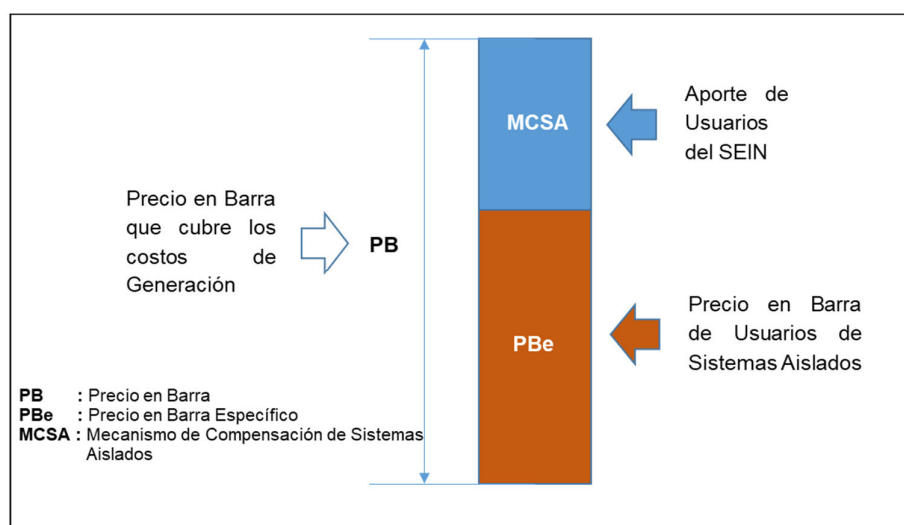


Gráfico 3-24. Composición del Precio en Barra para los sistemas aislados. Fuente: OSINERGMIN.
Elaboración: Propia

3.11.4. Programa de Transferencias por aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

Como vimos anteriormente, el Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados en su forma primigenia inicia con el aporte de los usuarios del SEIN, el Mecanismo Compensatorio para sistemas Aislados que fue en el artículo 30 de la Ley N° 28832 determina además, que a través las empresas aportantes (SEIN) transfieran los fondos de dicho mecanismo de compensación a las empresas receptoras de los sistemas Aislados, para nuestro caso de análisis, la empresa Receptora del Sistema Aislado de Iquitos (ciudad) es Electro Oriente S.A.

Por su parte el OSINERGMIN propone al Ministerio de Energía y Minas el Monto Específico a ser utilizado en el Mecanismo de Compensación, así como su asignación a cada Empresa Receptora, para lo cual OSINERGMIN deberá seguir el procedimiento especificado

en el artículo 5 del mismo Reglamento²⁶ y tal como se muestra en la siguiente gráfica: Programa de Transferencias de Mecanismo Compensatorio para Sistemas Aislados.

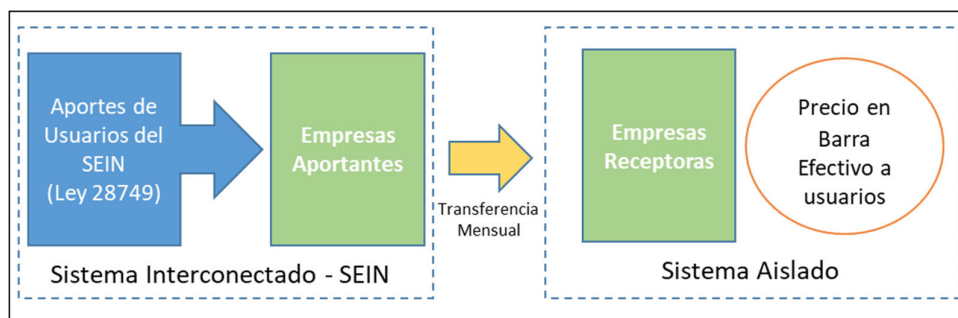


Gráfico 3-25. Esquema de aporte del SEIN a los Sistemas aislados. Fuente y Elaboración: Propia

En resumen, en los siguientes cuadros podremos ver que los montos a compensar de los Sistemas Eléctricos Aislados del País, entre 2017 y 2018 ascendieron a S/ 216 Millones y el principal sistema Aislado del País es la zona de concesión de la empresa ELECTRORIENTE S.A. Específicamente en la zona urbana de la Ciudad de Iquitos. Es necesario mencionar que el área de concesión de ELECTRORIENTE, para efectos de análisis del Uso del Mecanismo Compensatorio para Sistemas Aislados, se divide en ELECTRORIENTE – I que corresponde a la zona de concesión de la zona urbana de la ciudad de Iquitos y ELECTRORIENTE – O, que se refiere a la Zona Rural del departamento de Loreto.

El programa de compensación para los sistemas aislados en 2017 y 2018, para la empresa ELECTRORIENTE significaron el 95% del fondo Total del Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados lo que equivalen a 62,1 USD Millones, es decir Iquitos, como sistema aislado más grande del Perú es el principal beneficiario del este programa subsidiario.

El propósito de la tesis es precisamente optimizar y hacer más eficiente el uso del fondo denominado Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados proponiendo una Central Solar Fotovoltaica de 10MW, de esta manera introducir en el mercado de generación de Iquitos una central de generación de precios bajos, que sea amigable con el medioambiente.

²⁶ Informe N° 0051-2007-GART

A continuación vemos el comportamiento del Mecanismo Compensatorio de Sistemas Aislados del 2017 y 2018. Se aprecia que la empresa Electro Oriente recibe el 95% del fondo.

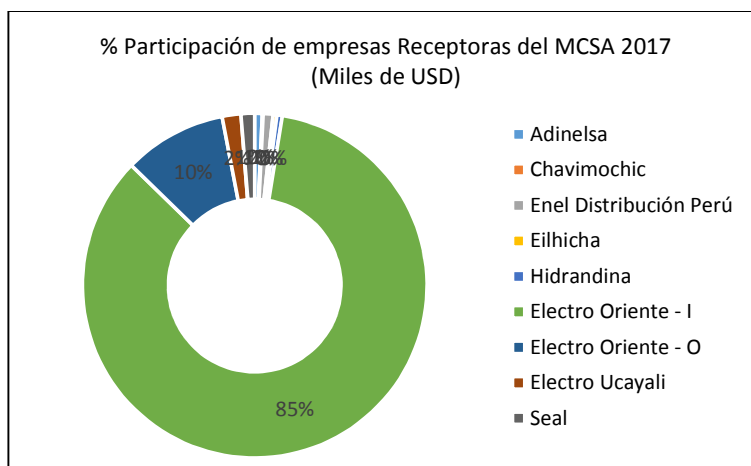


Gráfico 3-26. Participación de empresas receptoras del MCSA2017. Fuente y Elaboración: Propia.

En 2017, Electro Oriente-I percibió USD 25.5 Millones de Dólares, mientras que Electro Oriente – O27 USD 2.9 Millones de Dólares, es decir Electro Oriente S.A. en 2017 percibió (como empresa Receptora del Mecanismo de Compensación) USD 28.4 Millones de Dólares.

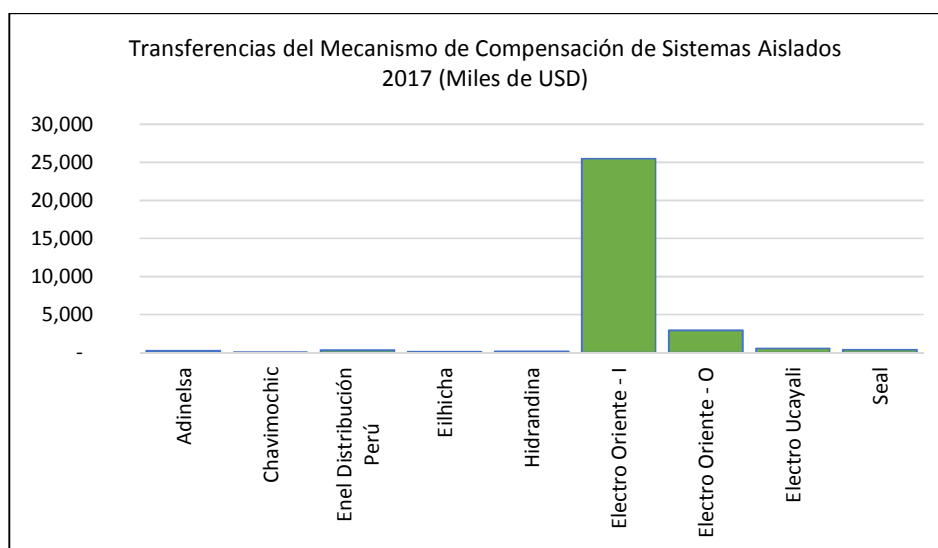


Gráfico 3-27. Transferencias del Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados 2017. Fuente y Elaboración: Propia

El programa de Transferencia del Mecanismo Compensatorio para sistemas Aislados en 2018 fue así:

²⁷ Electro Oriente – I y Electro Oriente – O, es la misma empresa, para efectos de análisis se dividió en zona rural y Urbana.

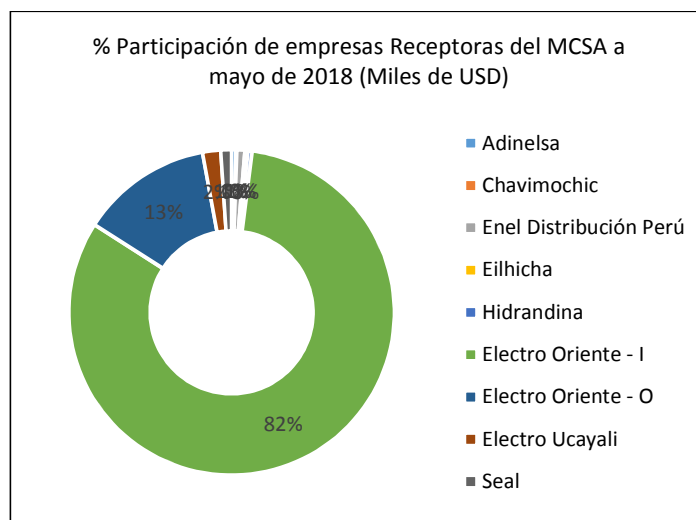


Gráfico 3-28. Participación de empresas receptoras del MCSA 2018. Fuente y Elaboración: Propia.

Y en 2018, Electro Oriente-I percibió USD 29.1 Millones de Dólares, mientras que Electro Oriente – O USD 4.6 Millones de Dólares, es decir Electro Oriente S.A. en 2018 percibió (como empresa Receptora del Mecanismo de Compensación) USD 33.7 Millones de Dólares.

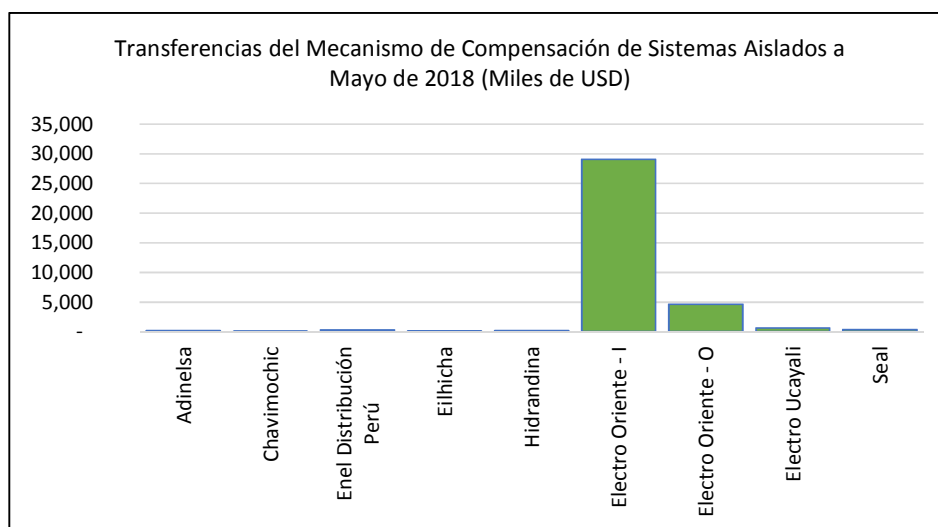


Gráfico 3-29. Transferencias del Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados 2018. Fuente y Elaboración: Propia.

El procedimiento de cumplimiento del Artículo 30° de la Ley N° 28832, establece el criterio de eficiencia para calcular los precios en Barra del Sistema Aislado.

- Los costos de inversión incluyen la anualidad de la inversión de la unidad de generación, las obras civiles de la central y de la subestación eléctrica de salida de la central. En donde corresponda se incluye el costo de un subsistema de transmisión eficiente para llevar la energía desde la central hasta las redes de distribución.
- Los costos de operación considerados incluyen los costos fijos de personal más los costos variables combustible y no combustible.

Las tarifas de Precio en Barra para Sistemas Aislados son determinadas y actualizado (anualmente) por el OSINERGMIN quien reconoce los costos de inversión y explotación a una tasa de 12% en un periodo de 20 años. Cabe señalar que en Perú existen varios sistemas aislados, siendo Iquitos el de mayor dimensión.

CAPITULO IV: METODOLOGIA

4.1. Introducción

Este informe plantea una tesis de forma investigativa y demostrativa, con un carácter estratégico dado que se proponen mecanismos para la promoción de ingreso de una central de generación con fuentes renovables no convencionales en concordancia con el DL 1002.

Por lo que, nuestra metodología aplicada se enfoca en definir el escenario base que en la actualidad opera el sistema eléctrico aislado de Iquitos, variable de decisión para la elección de la tecnología de la central RER, las opciones de ingreso evaluando las variables técnica, económica y política.

4.2. Escenario base del sistema aislado al 2018

Actualmente el sistema eléctrico de Iquitos está conformado por un sistema conectado local de forma aislada al SEIN a cargo de las empresas ELECTRO ORIENTE S.A. (ELOR) quién posee una integración vertical en las actividades de generador, transmisor, distribuidor y comercializador de energía en el sistema aislado de Iquitos y GENRENT del Perú S.A.C (GENRENT) quién realiza la actividad de generación y transmisión en la ciudad de Iquitos.

ELOR es una empresa estatal de derecho privado establecida vía R.M. N° 320-83 EM/DGE del 21 de diciembre de 1983, según Ley General de Electricidad N° 23406 y establecida sociedad anónima, bajo supervisión del FONAFE, autónoma en lo técnico, administrativo, económico y financiero. Servidora pública y social. La generación de ELOR es principalmente de fuentes convencionales y dependiente completamente por DIESEL2.

GENRENT, operó comercialmente el 20 de octubre de 2017 y hasta el día de hoy el despacho de carga lo realiza junto con ELECTROORIENTE, éste último ingresa con dos grupos de 8MW para cubrir las puntas como se puede observar en el despacho de energía del sistema eléctrico aislado de Iquitos en un día típico de abril de 2018:

Red eléctrica aislada de Iquitos:

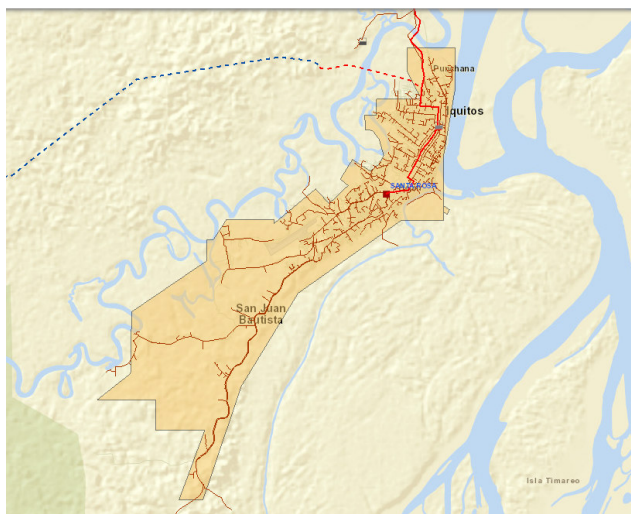


Gráfico 4-1. Área de concesión de ELOR. Fuente: Mapa Minero-Energético del Osinergmin.

4.2.1. Composición del mercado de generación

La principal fuente de energía eléctrica en el sistema aislado de Iquitos es la fósil, representada por Diésel en menor escala, y Residual en mayor proporción.

4.2.2. Oferta de energía

Al año 2017 el único suministrador de energía era ELOR, como se muestra en la siguiente gráfica, los grupos de ELOR sumaban 90.21 MW de potencia instalada y 71.15 MW de Potencia efectiva, con lo cual se cubría la demanda de 45 MW aprox. En Iquitos. Pero, actualmente solo están operativos los grupos Wartsila 5,6 y 7 en la central térmica Iquitos.

GRUPO	Potencia Instalada MW	Potencia Efectiva MW	Programa de Despacho CT Iquitos KWh
			Mar-17
CAT MAK 1	7.52	INOPERATIVO	INOPERATIVO
CAT MAK 2	7.52	6.1	2,824,270
WARTSILA 1	6.4	4.4	1,735,235
WARTSILA 2	6.4	5.1	CONTINGENCIA
WARTSILA 3	6.4	5.5	905,690
WARTSILA 4	6.4	6	1,579,883
CAT – 16CM32	7.52	6.1	1,427,570
WARTSILA 5	7.85	7.85	4,942,479
WARTSILA 6	7.85	7.85	4,650,587
WARTSILA 7	7.85	7.85	4,938,620
CUMMINS 1	2.0	1.2	-
EMD-GM1	2.5	INOPERATIVO	BAJA
CAT-3516 4	2.0	1.2	-
SK RENTAL	12.0	12.0	4,561,164
Demanda (MW)			62.96
Pot. Efectiva (MW)	90.21	71.15	71.15
Total Energía (MWh)			27,565.498

Tabla 4-1. Programa de despacho CT Iquitos. Fuente: ELOR

Posteriormente, ingresó en octubre de 2017 la Central termoeléctrica Iquitos Nueva de GENRENT con una potencia Instalada de 77 MW con 7 grupos, con características que se muestran a continuación:

DATOS DE LA CENTRAL		
Potencia Instalada	77,7 MW	
Tipo de Central	Termoeléctrica Dual	
N° de Unidades de Generación	7	
Fuente de Energía	Petróleo Industrial N° 6, gas natural u otro	
DATOS DEL MOTOR		
	7 unidades	
Potencia Nominal	11,1 MW	
Marca	MAN (Modelo 20V32/44CR)	
Año de Fabricación	2014	
DATOS DEL GENERADOR		
	7 unidades	
Potencia Nominal	13,9 MVA	
Tensión de Generación	13,8 kV	
Factor de Potencia	0,8	
Marca	ABB	
Año de Fabricación	2015	
DATOS DEL TRANSFORMADOR		
	T1	T2
Potencia Nominal	50/65 MVA	50/65 MVA
Relación de Transformación	13,8/60 kV	13,8/60 kV
Marca	MACE	MACE
Año de Fabricación	2015	2015

Tabla 4-2. Fiche técnica central termoelectrica de Iquitos. Fuente: Osinergmin

4.2.3. Demanda de energía

Para comprender mejor la demanda de energía en el país y específicamente en Iquitos, vamos analizar la participación de las empresas distribuidoras en el Perú, dado que una empresa distribuidora cuyo principal ingreso es por la infraestructura que invierte ampliando su red dentro de su zona de concesión.

Haciendo un comparativo del crecimiento anual de la producción de energía, en base a los informes actualizados del despacho ejecutado histórico de los últimos 10 años del COES y la información recibida de ELOR, se puede observar lo siguiente:

Para el Sistema eléctrico aislado de Iquitos:

Primero vamos a establecer los parámetros generales del sistema aislado de Iquitos, a través de un estudio realizado por ELOR en el 2018 se tiene la siguiente tendencia:

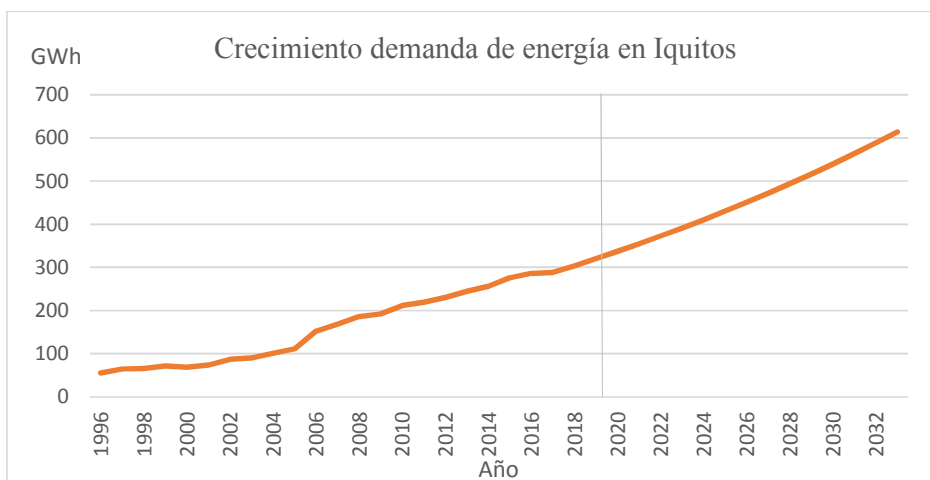


Gráfico 4-2. Crecimiento de la demanda energética en Iquitos. Fuente: ELOR

Debido a la problemática de Iquitos, impulsar un proyecto piloto de generación en Iquitos, además de darle confiabilidad a la red, podría impulsar el crecimiento económico para desarrollar actividades industriales, así mismo podría incentivar el uso de la movilidad eléctrica con autos y motos eléctricas, además de cocinas eléctricas que incrementarían la demanda de energía en Iquitos.

Desde el punto de vista del usuario para la movilidad eléctrica, este podría recurrir a una electro-línea o tener la opción de poder cargar la batería en su domicilio, considerando un consumo de energía facturado con una tarifa BT5B con simple medición de energía o BT5A

con doble medición de energía, en horas punta y fuera de punta. En base a ello realizamos una proyección separando los usuarios de Media tensión (MT) y Baja Tensión (BT) incrementándose ambos tipos de usuarios:

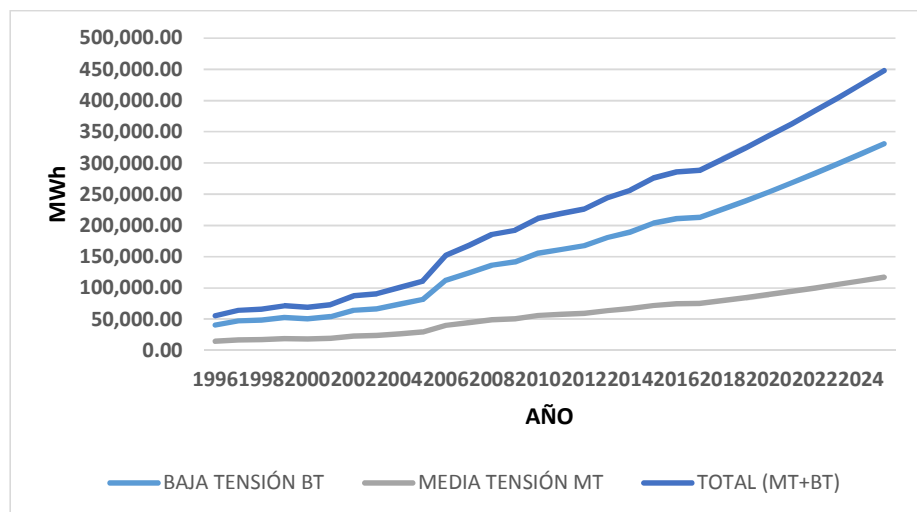


Gráfico 4-3. Crecimiento de la demanda en MT y BT. Fuente: ELOR

En la siguiente gráfica se tendrá el incremento proporcional del PBI, con la cantidad poblacional y demanda de energía. Para la proyección en los siguientes años también se tiene la misma tendencia:

AÑO	VENTAS	PBI	N° CLIENTES	POBLACIÓN
AÑO	GWh	(Mio. S/.)		
1996	55.52	2,458.00	24,831	781,289.00
1997	64.19	2,567.00	43,987	798,068.00
1998	66.18	2,686.00	49,542	814,951.00
1999	71.34	2,610.00	53,023	831,502.00
2000	69.04	2,672.00	50,848	847,288.00
2001	73.44	2,437.68	57,875	862,190.00
2002	87.10	2,556.72	61,642	876,497.00
2003	90.54	2,614.19	65,433	890,388.00
2004	100.85	2,707.26	69,165	904,035.00
2005	111.06	2,825.36	72,511	917,618.00
2006	152.44	2,972.45	76,774	931,218.00
2007	168.13	3,105.04	83,979	944,717.00
2008	185.60	3,259.27	91,109	957,992.00
2009	192.35	3,329.73	98,319	970,918.00
2010	211.66	3,483.71	108,359	983,371.00
2011	219.31	3,607.45	124,688	995,355.00
2012	230.68	3,718.96	138,732	1,006,953.00
2013	244.47	3,847.30	148,548	1,018,160.00
2014	256.45	3,983.34	161,765	1,028,968.00
2015	275.93	4,121.35	175,504	1,039,372.00
2016	285.85	4,267.28	186,525	1,049,364.00
2017	287.95	4,421.60	197,087	1,058,946.00
2018	303.76	4,584.77	209,865	1,068,132.00
2019	320.10	4,757.31	223,295	1,076,937.00
2020	336.97	4,939.77	237,410	1,085,375.00
2021	354.41	5,132.69	252,246	1,093,410.00
2022	372.41	5,336.70	267,840	1,101,030.00
2023	391.02	5,552.42	284,231	1,108,292.00
2024	410.23	5,780.53	301,460	1,115,248.00
2025	430.07	6,021.74	319,569	1,121,953.00
2026	450.56	6,276.80	338,603	1,133,630.94
2027	471.73	6,546.51	358,608	1,145,430.44
2028	493.58	6,831.70	379,634	1,157,352.75
2029	516.14	7,133.27	401,732	1,169,399.15
2030	539.43	7,452.15	424,955	1,181,570.94
2031	563.47	7,789.35	449,359	1,193,869.42
2032	588.29	8,145.91	475,003	1,206,295.91
2033	613.91	8,522.94	501,949	1,218,851.75

Tabla 4-3. Comparación de crecimiento, PBI, ventas. Fuente: ELOR

La demanda de energía en Iquitos en comparación con la demanda del SEIN durante los últimos 10 años, representa un 0.61% de la demanda nacional:

ENERGÍA (GWh)			
OFERTA	SEIN	SISTEMAS AISLADO IQUITOS	Participación
2008	29,474.97	185.60	0.63 %
2009	29,805.44	192.35	0.64 %
2010	32,426.83	211.66	0.65 %
2011	35,223.23	219.31	0.62 %
2012	37,323.97	226.68	0.60 %
2013	39,669.43	244.47	0.61 %
2014	41,795.89	256.45	0.61 %
2015	44,540.04	275.93	0.62 %
2016	48,326.42	285.85	0.59 %
2017	48,993.25	287.95	0.58 %
2018	50,816.79	303.76	0.59 %
		Promedio	0.61 %

Tabla 4-4. Comparación de producción eléctrica SEIN e Iquitos. Elaboración propia. Fuente: COES

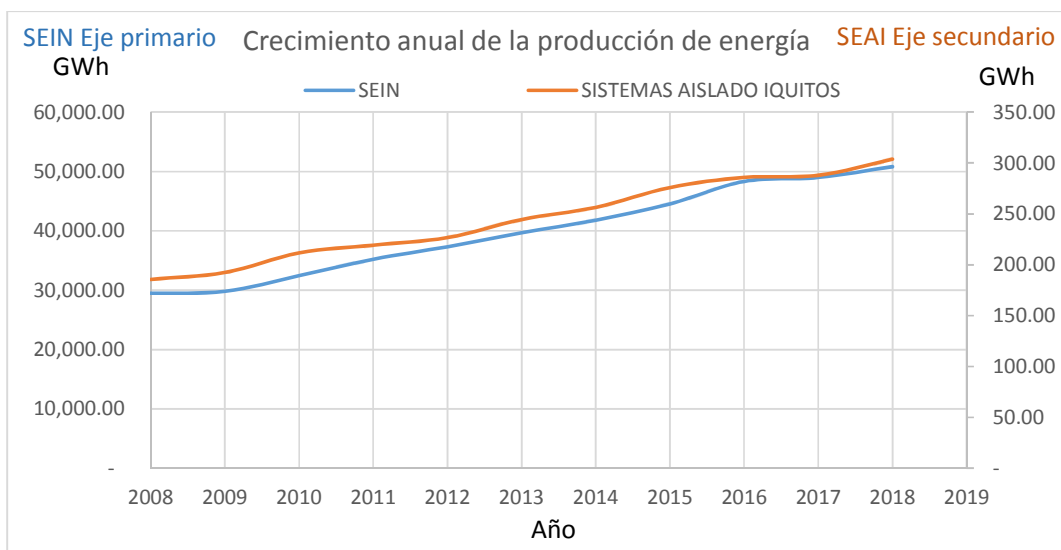


Gráfico 4-4. Crecimiento de la producción SEIN vs Sistemas aislados (SEAI)

Como se puede ver, el crecimiento del SEIN y Sistema aislado de Iquitos ha ido creciendo en forma paralela.

4.3. Variables de decisión para elección de tecnología

4.3.1. Comparación de precio en barra a nivel de generación por tecnología

Luego de analizar la diversidad de tecnologías en el mercado, se muestra un cuadro resumen con las principales variables, la variable de decisión de todos los proyectos será el costo monómico en dólares de MWh, dicha tarifa cubrirá los costos de inversión y O&M.

	Inversión MM USD	Precio monómico US\$/MWh	Costo de insumo	Unidades	Comentario
LLTT	500	297.60	25	Cmg:US\$/MWh	Precio de tarifa en barra en Moyobamba
Genrent (residual)	75	144.00	6	Soles/Galón	Costo decretado por Petro Peru a sistemas eléctricos aislados
Genrent (GN desde Camisea)	149	285.00	14.32	USD/MMBTU	Costo del combustible GNL en la planta futura de Licuefacción = 4 USD/MMBTU Costo del transporte de la planta futura de Licuefacción en Camisea a Iquitos = 6.32 USD/MMBTU Costos adicionales relacionados a la logística de desembarque = 4 USD/MMBTU
Genrent (GN desde Trinidad y Tobago, pasando por Brasil)	125	239.90	12	USD/MMBTU	Costo del combustible GNL en Trinidad y Tobago = 7 USD/MMBTU Costo del transporte a Iquitos (pasado por Brasil) = 2.5 USD/MMBTU Costos adicionales relacionados a la logística de desembarque = 2.5 USD/MMBTU
Hidro (10 MW)	70	210.00	0.86	US\$/MWh	Problemas ambientales considerables, durante la construcción y operación.
Eólica (10 MW)	22	160.00	0.5	US\$/MWh	No se tiene el mínimo de velocidad de viento que asegure la generación eléctrica y posibles temas ambientales, similares a la construcción de LLT, por la altura de las hélices
Solar (10 MW)	9	83.00	0.2	US\$/MWh	

Tabla 4-5. Comparación de los precios monómicos de los diferentes tipos de generación eléctrica.

4.4. Opciones de evaluación de ingreso al mercado del sistema aislado.

Para instalar un parque solar (fotovoltaica) en Iquitos se requiere de la celebración de un contrato de suministro de largo plazo para la recuperación de la inversión a tarifa en Barra (Sistema Aislado de Iquitos). Las opciones de ingresar al mercado de Generación en Iquitos son:

4.4.1. Mediante una subasta RER – Regional

De acuerdo a lo establecido en el DL N° 1002, se podría promover una subasta RER regional, es decir una subasta de exclusividad para el Mercado Eléctrico de la ciudad de Iquitos, de ser el caso de Ingreso Garantizado lo asumiría, en parte, el Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados (MCSA).

4.4.1.1. Experiencia Peruana Regulatoria

El Perú ha experimentado satisfactoriamente 4 procesos de Subastas para el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), donde se ha podido inyectar al mismo sistema 2,207.4 GW.h al año, que representa el 4.73% de la demanda Nacional.

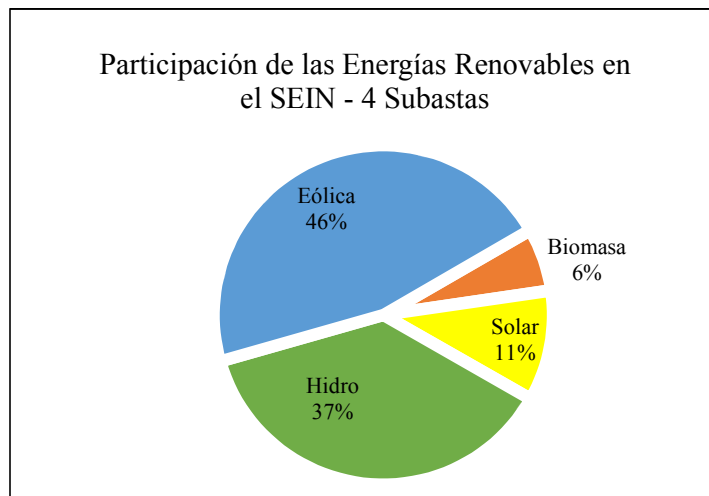


Gráfico 4-5. Participación de las RER en las 4 subastas. Fuente: Osinergmin / Elaboración: Propia

Es así que en el marco de:

- Decreto Legislativo N° 25844_Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento: (1993-1994) Ley que crea el mercado eléctrico y establece su arreglo institucional.
- Ley N° 28832 – 2006_Ley de Generación Eficiente: Ley que tiene por objetivo perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Promueve licitaciones y contratos de largo plazo. Específicamente en la sección Cuarta de las disposiciones finales, le otorga al Ministerio la evaluación potencial de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable incluso desarrollar una cartera de proyectos.

- Decreto Legislativo N° 1002 (“DL 1002”): (2008) Promueve el desarrollo de la generación de electricidad mediante recursos renovables. Tiene dos reglamentos:
 - D.S. N° 012-2011-EM, 23/03/2011, aprobó Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables para venta al SEIN (RER Conectados a red)
 - D.S. N° 020-2013-EM, 27/06/2013, aprobó Reglamento para promover la generación de electricidad con energías renovables en áreas no conectadas a red. (RER off-grid)

La experiencia Regulatoria del País desde el punto de vista de diseño de las subastas han sido Otorgadas el Organismo Regulador (OSINERGMIN), ente encargado de diseñar y llevar a cabo las últimas 4 subastas en el País, basados en Criterios como:

- Generales:
 - Inyectar RER en buena escala (potencia, energía)
 - Subasta eficiente y eficaz
 - Consumidor beneficiado al máximo
- Específicos:
 - Proceso simple (carga de la prueba sobre el adjudicatario/garantías)
 - Colusión debe evitarse (confidencialidad, reserva de precios)
 - Barreras de entrada a evitarse (mínimos requisitos, con declaraciones juradas) – Reglas y estructura de mercado creíbles.

4.4.1.2. Ingreso Garantizado en Subastas RER – SEIN: Experiencia Peruana

La experiencia de subasta RER del tipo Subasta RER On-Grid, establece un Ingreso Garantizado anual proviene de dos fuentes:

- Ingresos a Costo marginal (ventas al mercado SPOT)
- Ingresos por Prima (Complemento recaudado de los clientes finales)

El Ingreso Garantizado= Spot + Prima RER, que gráficamente es:

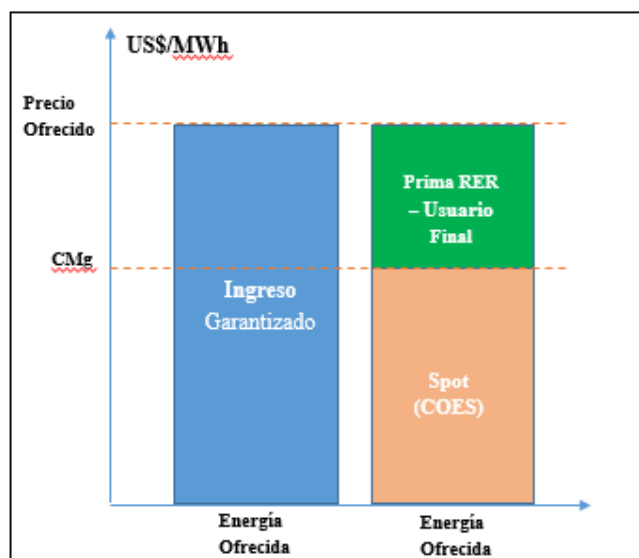


Gráfico 4-6. Ingreso Garantizado= Spot + Prima RER. Fuente: Osinergmin

4.4.1.3. Subasta RER en un Sistema Eléctrico Aislado.

Evidentemente la normativa del sector, por lo general, está enfocada para el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), Proponemos modificar y/o agregar el 2do párrafo del Artículo 5.- Comercialización de Energía y Potencia Generada con RER del D.L N° 1002, que textualmente dice:

.. Para vender, total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el presente Decreto Legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el OSINERGMIN²⁸.

Proponemos modificarlo así:

.. Para vender, total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el presente Decreto Legislativo deberán colocar su energía en:

- *Sistema Interconectado Nacional (SEIN): El Mercado de Corto Plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en*

²⁸ Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables D.L N° 1002

caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el OSINERGMIN.

- *Sistemas Eléctricos Aislados: el mercado regulado, al precio que resulte el Precios en Barra a Nivel Generación, complementado por una parte del Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados.*

Gráficamente una nueva Subasta RER Regional sería así:

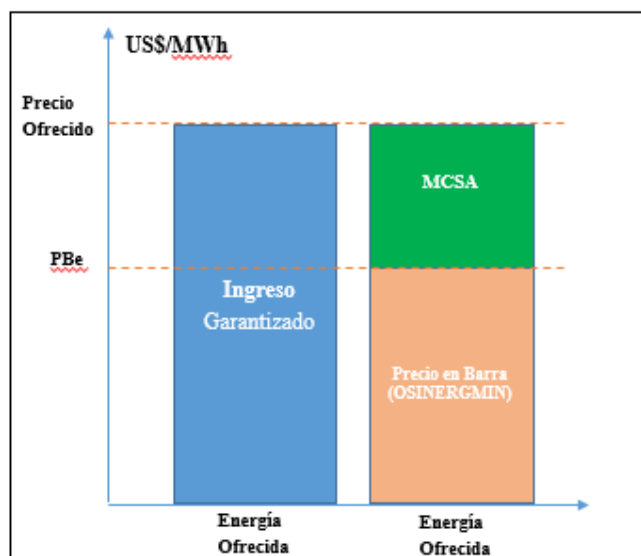


Gráfico 4-7. Ingreso Garantizado= MCSA + Precio en barra. Fuente: Osinergmin

Donde:

PBe: Precio en Barra Efectivo de un Sistema Aislado

MCSA: Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados.

4.4.1.4. Criterios de aplicación.

Las políticas públicas en materia de nuevas inversiones en el sector energético en especial en el subsector electricidad estructuran lineamientos de un mecanismo que procura la contratación de suministro de largo plazo, mecanismo que se traducen en los procesos de licitación o subastas de energía entre generadores y distribuidores que tienen como propósito:

- Establecer la resiliencia de la matriz de generación ante los eventos del cambio climático a través de la diversificación del riesgo
- Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación

c) Mitigar la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y complementariedad de los recursos energéticos renovables no convencionales disponibles que permitan atender la demanda futura

d) Reducir la emisión de gases con efecto invernadero en la generación de electricidad de acuerdo a los compromisos adquiridos por el Estado peruano, en la Cumbre mundial de Cambio Climático en París – COP21

Por lo tanto, en merito a marco regulatorio contenido en DL N° 1002, se podría promover una subasta RER regional, es decir una subasta de exclusividad para el Mercado Eléctrico Iquitos, de ser el caso de Ingreso Garantizado lo asumiría, en parte, el Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados (MCSA).

Siendo así, se hace oportuno el desarrollo de una Quinta Subasta de Generación RER Regional en Iquitos, a cargo del Regulador, que permita un proceso competitivo entre ofertante y demandante por el suministro eléctrico, sobre los proyectos de generación con recursos RER a largo plazo.

Teniendo las siguientes condiciones:

OFERTA: Una energía de 17 GWh, que representaría la cuota de inyección anual por la RER-NC.

PERIODO DE VIGENCIA A: 30 años

PRECIO DEL CONTRATO: cantidad establecida en kilovatio hora, según oferta del generador y la tecnología que ofrece

GARANTIA DE PAGO: el Estado peruano garantiza la inversión de los ofertantes de una Central de Generación con recursos energéticos no convencionales, a través del pago garantizado del suministro eléctrico, mediante el flujo futuro mecanismo de compensación para sistemas aislados como es el caso de Iquitos.

El mecanismo para la contratación a largo plazo de energía eléctrica en el mercado será una subasta de sobre cerrado de participación voluntaria de los vendedores, siendo el único comprado ELOR.

Siendo así el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas debe convocar la referida subasta donde se definirá.

- La demanda objetivo a subastar
- Criterios de Calificación
- Periodo de vigencia del contrato
- Inicio de las operaciones o puesta en operación comercial

Los requisitos técnicos para calificar son:

- Aportar suministro de electricidad generada a partir de recursos energéticos renovables no convencionales más eficientes para el sistema aislado de Iquitos

Requisitos financieros

- A través de la emisión de una fianza bancaria por seriedad de oferta respecto de la tecnología ofertada para el sistema aislado de Iquitos.

Criterios de Calificación:

PRIMERO: Criterio de Resiliencia

Se procura la resiliencia de la matriz de generación eléctrica con recursos renovables no convencionales, dadas las bondades de dichas fuentes la condición ambiental que ofrece la amazonia peruana, lo que permita proveer ante eventos de variabilidad de cambio climático, lo que se medirá a través del factor denominado SHANNON –WIENER

SEGUNDO: Criterio de Complementariedad de los Recursos

El aporte de los proyectos de generación al aprovechamiento del potencial y complementariedad de los recursos energéticos renovables, lo que se medirá con un coeficiente de correlación.

TERCERO. Criterio de Seguridad Energética Regional

Lo que mide el impacto de las áreas eléctricas definidas, a través de conocer el balance de la oferta /demanda de energía para el sistema aislado de Iquitos, también pasa por la estimación de la contribución a la reducción de las transferencia aplicadas a los generadores del sistema aislado de Iquitos provenientes de fuentes fósiles, pero que podría mejorarse al aplicar como

fuentes de generación recursos energéticos renovables no convencionales, hecho traducido en la reducción de las transferencias del Mecanismo de Compensación creado por la Ley 28832.

CUARTO. - Criterio de Reducción de Emisiones

Lo que mide el aporte de cada tecnología a la reducción de emisiones de efecto invernadero.

4.4.2. Celebración de contrato directo entre ELOR

Para instalar un parque solar (fotovoltaica) en Iquitos se requiere de la celebración de un contrato de suministro de largo plazo para la recuperación de la inversión a tarifa en Barra (Sistema Aislado de Iquitos).

Esta posibilidad se da sin que exista una licitación de suministro en el marco de la Ley 28832, dicha Ley en su artículo 3.2 permite a las empresas distribuidoras destinadas al servicio público de electricidad el celebrar contratos sin licitación cuyos precios no podrán ser superiores a los precios en Barra al que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Este criterio es ratificado con la permisibilidad de la séptima disposición final de la Ley 28832 que autoriza a las empresas del Estado a cargo de FONAFE a negociar y pactar directamente los precios y condiciones comerciales que mejor se adecuen a las condiciones del mercado.

Propuesta de contrato de suministro de energía empresa solar con ELOR

Se propone celebrar un contrato PPA (Power Purchase Agreement) con el objeto que la empresa AAA se obligue a suministrar a ELOR en el punto de suministro toda la energía generada por la planta fotovoltaica en horas fuera de punta generadas por la central solar, a partir de la fecha de inicio y hasta la fecha de finalización del contrato de suministro, por su parte ELOR se obligaría a comprar y pagar a la empresa AAA toda la energía generada que hay suministrado en horas fuera de punta conforme a lo previsto en el contrato en la subestación SANTA ROSA, PUNTO DE SUMINISTRO.

La transferencia del riesgo del contrato operaría en el punto de suministro, así sería riesgo exclusivo de ELOR, a partir del punto de suministro, toda restricción, racionamiento, interrupción o problema técnico y/o de calidad, sea asociado a la transmisión, déficit de

generación, condiciones de operación, normas de calidad de los servicios públicos u otras, que afecten el consumo eléctrico de ELOR.

4.5. Aplicaciones de software de operatividad y estabilidad

Cálculo de cortocircuito

Se realiza el cálculo de cortocircuito para la situación sin considerar el proyecto y considerando el proyecto para los años 2018, 2019, 2020, 2022 y 2026. Así, como un escenario de máxima generación del área de influencia con el objetivo de estimar la máxima corriente de cortocircuito.

Los niveles de corriente de cortocircuito en las barras del área de influencia del Proyecto no se afectan con el ingreso de la nueva central renovable, debido a que las Centrales Solares Fotovoltaico no aportan corrientes de cortocircuito. Por lo tanto, el ingreso del proyecto no afecta de manera negativa la operación de Sistema Interconectado Nacional, en nuestro caso es el mismo criterio para nuestro sistema aislado.

Verificación de la estabilidad transitoria

Para el estudio de estabilidad transitoria del sistema, se estableció un escenario de operación con la idea de representar y establecer condiciones extremas de operación, en el cual el sistema estuviera sometido a una contingencia (contingencia según el procedimiento N° 20 del COES), la cual implica simular una falla trifásica en la barra del lado de alta tensión de los transformadores elevadores de la nueva Central durante 100 ms o más, hasta pérdida de sincronismo del generador.

Luego de verificar la estabilidad del ángulo del rotor de las nuevas máquinas para distintos tiempos de despeje, quedo demostrado que el tiempo crítico de despeje es el esperado y resulta mayor a 100 ms, además los resultados arrojan una recuperación de la tensión aceptable, dado que las tensiones de barra se mantienen por encima del 85% del valor inicial luego de 3 segundos.

Se verifica el comportamiento de la Central Solar Fotovoltaica, en el punto de conexión, ante eventos que originen huecos de tensión en la zona del proyecto y variaciones de frecuencia, provocadas por fallas en la transmisión.

- Se verificará, mediante simulaciones de estabilidad transitoria que, al presentarse alguna falla en algún elemento del sistema de transmisión del área de influencia, el SEIN tenga la suficiente fortaleza para alcanzar un nuevo punto de operación estable, con la acción de los elementos de control y la dinámica de las máquinas rotativas, en el que todos los elementos que forman parte del sistema continúen operando dentro de sus límites técnicos.
- El objetivo del análisis de estabilidad transitoria es determinar la respuesta transitoria del sistema eléctrico ante grandes perturbaciones transitorias tales como una falla en una línea de transmisión, pérdida de generación o pérdida de una gran carga.
- En el análisis que se efectuará, se evaluará el impacto de la nueva instalación sobre la red existente y se verificará la capacidad del sistema para mantener el sincronismo luego de haberse producido una perturbación.

4.6. Opinión de Expertos y entrevistas

Se presenta como Anexo I, las coordinaciones realizadas con protagonistas del Sector y principales Stakeholders de nuestro proyecto.

CAPITULO V: ANALISIS Y RESULTADOS

5.1. Introducción

A continuación, se realizan se muestran todos los análisis y resultados correspondientes a la evaluación de una planta solar ubicada en Iquitos.

De manera inicial se sustentará la dimensión de 10 MW, enfocándose en los 4 aspectos relevantes, teniendo como prioridad el orden siguiente: político, técnico, regulatorio y finalmente el económico.

Un análisis técnico, económico-financiero da un soporte mejor para las conclusiones de nuestra tesis.

5.2. Sustento de una planta solar fotovoltaico de 10 MW

5.2.1. Política

El Perú, uno de los 20 países más biodiversos del mundo y al mismo tiempo el 3er. país más vulnerable ante los efectos del cambio climático, asimismo posee un 70 por ciento de los glaciares tropicales del mundo, es por todo ello y más que es miembro activo de la ONU para la lucha contra el Cambio Climático y tuvo el honor de ser la Sede mundial de la COP 20 en diciembre 2014.

La COP es la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático²⁹ (CMNUCC), dicha asociación voluntaria cuenta con 195 países firmantes, entre ellos el Perú desde 1992. Ante el anterior contexto, Perú suscribió una serie de compromisos al 2020, uno de los puntos. del Acuerdo de Paris, señala que los países en vías de desarrollo – caso peruano – recibirán ayuda técnica y financiera para el logro de sus compromisos, es así que surgen las Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación o NAMAS, que son las acciones específicas de los países para reducir de manera importante sus cantidades de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

²⁹ Para precisar, llamamos Cambio Climático Global a todo cambio producto de la directa o indirecta actividad humana que altera la composición global atmosférica, agregada a la variabilidad climática natural observada en periodos comparables de tiempo (EEI, 1997).

Estos NAMAS peruanos son asistidos técnicamente por el PNUD (programa de las Naciones Unidas para el desarrollo) y financiados por el GEF (Global Environment Facility), o fondo mundial establecido en 1992 para apoyo de proyectos sostenibles en unos 170 países habiendo desembolsado casi 100 billones de dólares para más de 4,500 proyectos.

Los 4 NAMAS del Peru son:

- NAMA de RER Conectado
- NAMA de Eficiencia Energética
- NAMA de acceso universal a la energía sostenible
- NAM de transporte terrestre eléctrico.

Es por lo anterior que encontramos una justificación “política” en nuestra tesis dado que es política de Estado, tanto a nivel Ministerio de Energía y Minas a través de su Plan Energético 2010-2040 como del Plan Nacional Ambiental 2011-2021 del Ministerio del Ambiente, promover las fuentes de generación limpia y reducir las emisiones de GEI por tanto nuestra generación renovable se alinea al objetivo del Estado Peruano al 2020 que indica “usar las energías renovables no convencionales y la hidroelectricidad para suministrar al menos del 40% de la matriz energética”.

5.2.2. Técnica

Al integrar una nueva unidad de producción que llamaremos Central Solar Fotovoltaica Iquitos, la cual modularemos para determinar la capacidad sin que este influya negativamente en la correcta operatividad de la red, la conexión se va efectuar con un nivel de tensión de 20 kV y conectado a la barra Santa Rosa 60 kV.

5.2.2.1. Técnico Mínimo

Usando el software mencionado, llegamos a establecer un mínimo de 6 MW, debido a que si es menor a ese valor los resultados de energía reactiva afectan la red eléctrica. Se presentan cálculos detallados en el anexo III.

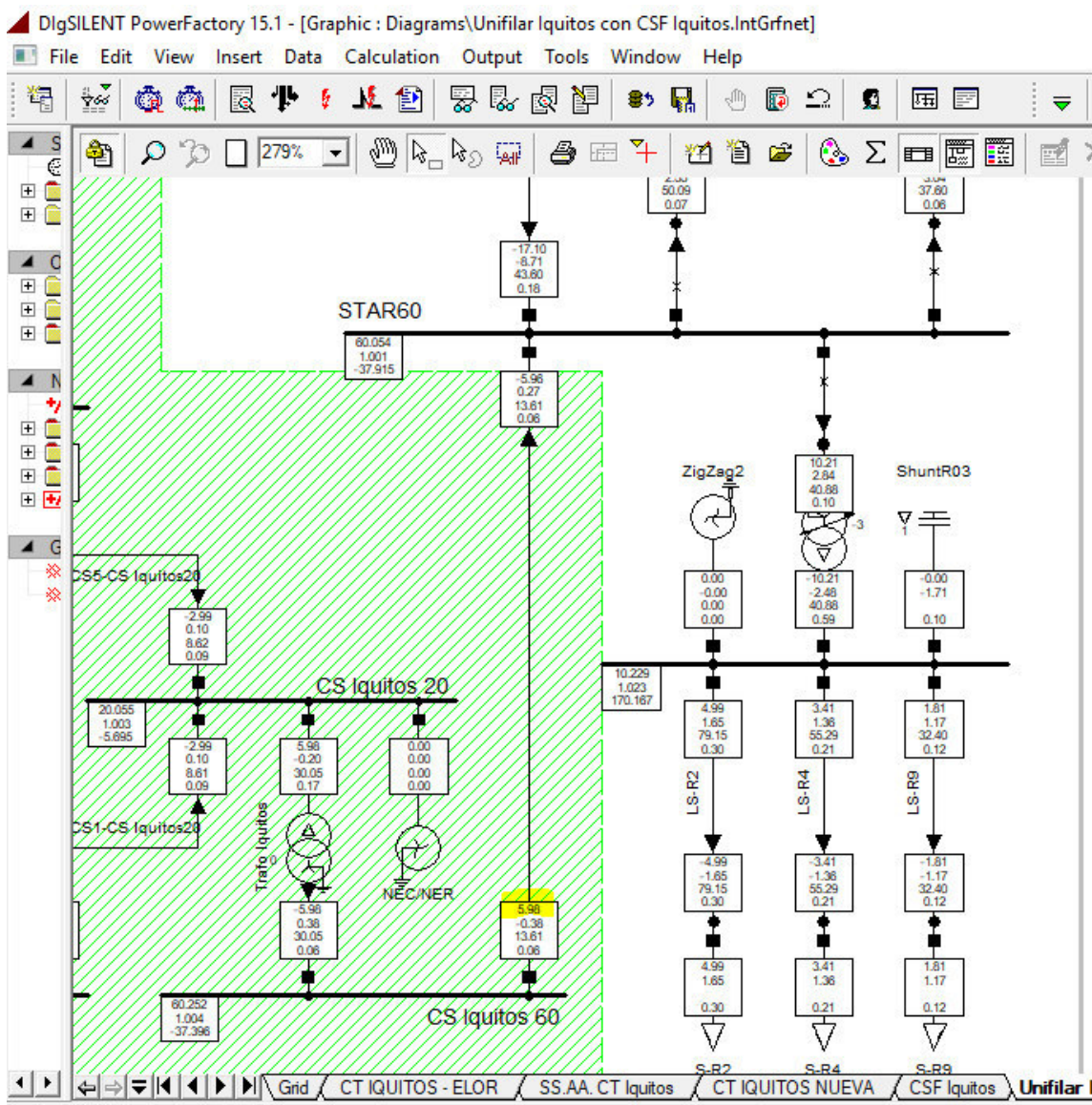


Gráfico 5-1. Determinación del mínimo técnico de la central solar. Elaboración: Propia.

5.2.2.1. Técnico Máximo

Este valor máximo de 15 MW se comprueba con el análisis e flujo de carga registrando una condición estable como se muestra. Se presentan cálculos detallados en el anexo III.

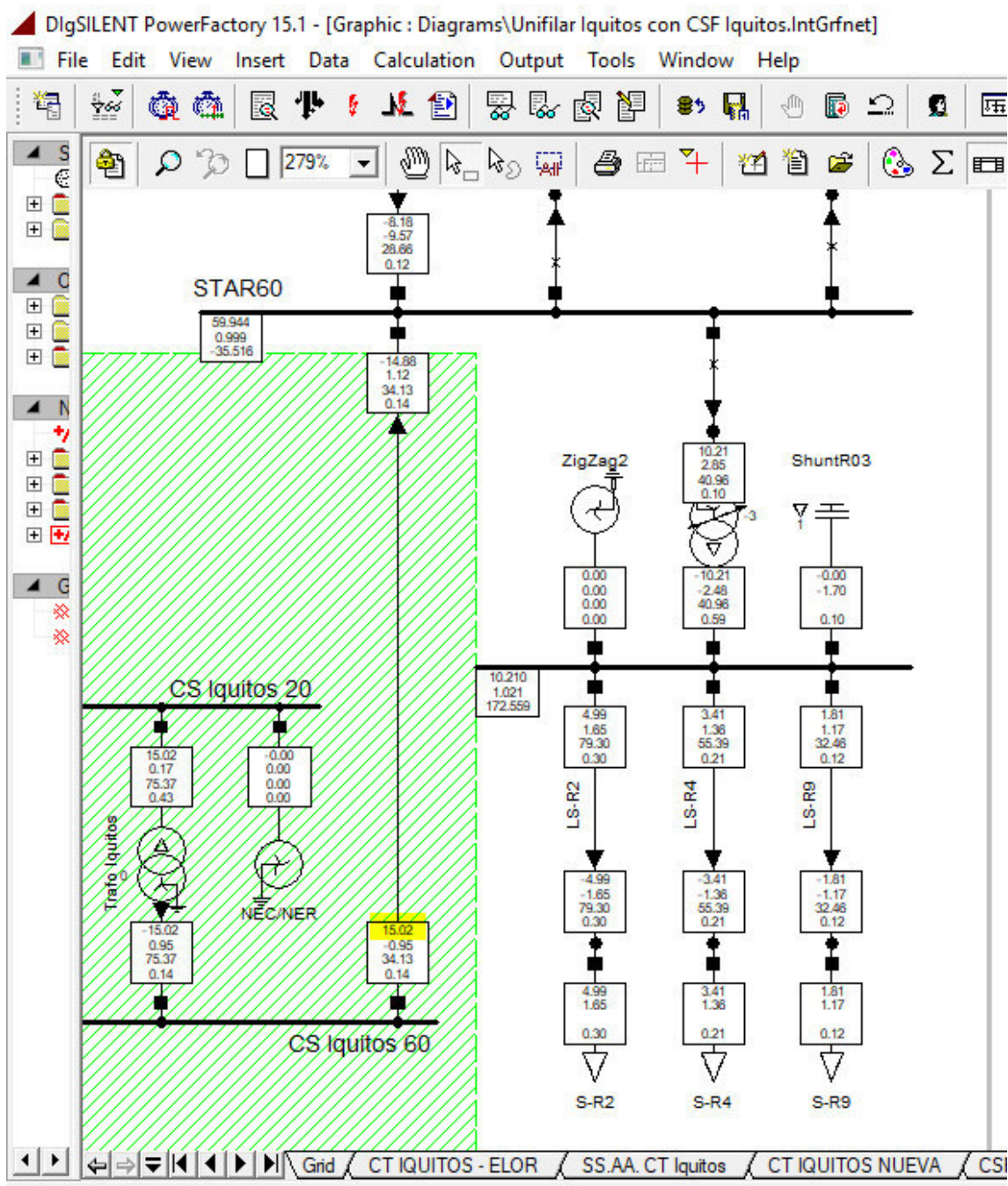


Gráfico 5-2. Determinación del máximo técnico de la central solar. Elaboración: Propia.

5.2.3. Regulatorio

A continuación, los dispositivos legales e institucionales que enmarcan nuestro proyecto renovable:

- Ley No. 26848 (1997), Ley orgánica de Recursos Geotérmicos.

- Ley No. 27345 (2000), Ley de Promoción del uso Eficiente de la Energía. (Consumo eficiente en zonas aisladas y remotas).
- D.S. No. 053-2007-EM, se aprueba el Reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía.
- D.L. No. 977-2007, incentivo fiscal o beneficio fiscal favorable, tendrá una validez no mayor a seis (06) años de iniciadas las obras.
- D.L. No. 1002-2008, promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Se prioriza en el Despacho por 20 años del contrato RER, se simplifican los procesos para permisos ambientales y técnicos. Se establece que el MINEM defina un porcentaje objetivo de participación para la energía generada por las RER, siendo 5% hasta el 2013.
- D.L. No. 1058-2008, depreciación acelerada del 20% para reducir el impuesto a la renta en maquinaria, equipo y obras civiles.
- D.S. No. 050-2008-EM, se aprueba el reglamento de Generación de electricidad con energías renovables.
- D.U. 019-2008. Sistema pasivo de recolección de energía solar de forma indirecta.
- Osinergmin No. 200-2009-OS/CD, Procedimiento de hibridación de instalaciones de generación eléctrica que utilicen recursos RER.
- D.S. No. 056-2009-EM, Competencia a los Gobiernos Regionales para otorgar concesiones definitivas de generación RER. Se precisa la facultad de otorgamiento de concesión definitiva para la generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables (RER) de potencia instalada mayor a 500 kW y menor a 10MW, siempre que se ubique en su región.
- D.S. No. 019-2010-EM, Reglamento de la Ley No. 26848, Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos.
- D.S. No. 064-2010-EM, se aprueba la Política Energética del Perú 2010-2040.
- D.S. No. 012-2011-EM, Reglamento de la generación de Electricidad con Energías Renovables.
- D.S. No. 031-2012-EM, Modificación de artículos del D.S. No. 009-93-EM y D.S. No. 012-2011-EM, para las Concesiones generación hidro RER.
- D.S. No. 020-2013-EM, se aprueba el Reglamento para la Promoción de la Inversión en Áreas no conectadas a la Red.

- D.S. No. 024-2013-EM, modificación del reglamento de Ley 1012 y el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- R.M. No. 185-2014-MEM-DM, se aprueba el Plan Energético Nacional 2014-2025. Aquí se confirma la contribución de las RER al 5%.
- D.L. No. 1221-2015, se mejora la regulación de la distribución para promocionar el acceso a la energía eléctrica en el Perú.

De la revisión de los anteriores dispositivos legales, hemos tomado para nuestro proyecto piloto el 5% de la energía generada en Iquitos para dimensionar nuestra planta fotovoltaica, y a continuación se demostrará económicamente que el tamaño elegido de 10 MW es factible y rentable.

5.2.4. Económica

La tesis propone dos maneras de ingreso al Mercado de Generación Eléctrica de Iquitos, la primera mediante una Subasta RER regional para Iquitos y la segunda a través de la suscripción de un contrato Privado tipo PPA (Power Purchase Agreement) Generador Distribuidor, para nuestro caso el Generador sería una Planta Solar Fotovoltaica de 10 MW y el distribuidor la Empresa ELECTRORIENTE.

Sin embargo, ambas opciones de ingreso al mercado de generación eléctrico de Iquitos necesitan de una evaluación Económica – Financiera que permita tomar una decisión para los inversionistas. El modelo Económico – Financiero propuesto en la Tesis es el método de Flujo de Fondos Futuros Descontados, desarrollado con detalle en el Capítulo 5 el cual toma inputs de Ingresos, Egresos, Depreciaciones, EBITDA, Tasas de Descuento, Financiamiento de la inversión, Tasa de la deuda, periodo de pago de la deuda, etc.

El trabajo de tesis sostiene que una Planta Solar Fotovoltaica de 10 MW en Iquitos aporta suficientes razones para ser implementada en dicho mercado de Generación, dado que visualizamos Económica y financieramente su desarrollo, es así que conseguimos principalmente 875 dólares por cada kW instalado, Tasa Interna de Retorno económico (TIRE) de 13.5%, VANe (Valor Actual Neto Económico) de 2083 miles de USD y Tasa Interna de Retorno financiero (TIRf) de 39.9%, VANf (Valor Actual Neto Financiero) de 5292 miles de USD:

II. INVERSIONES			
<u>Inversiones</u>			
CAPEX total	US\$	8,745,358	
<i>Costo por kW instalado</i>		<i>875</i>	
III. Ingresos			
<u>Tarifas</u>			
Tarifa de Precio en Barra	USD/MWh	83	
IV. Financiamiento-Deuda			
Estructura de Financiamiento (% de deuda)	%	80%	
Tasa	%	7.5%	
Plazo	años	15	
V. Resultados Económicos			
TIRe	-	13.5%	
VANe	-	2,083	
TIRf	-	39.9%	
VANf	-	5,292	

Tabla 5-1. Cuadro de Inversiones, Tarifa, Financiamiento y Deuda.

Por lo que consideramos que un Proyecto de Planta Solar Fotovoltaico de 10MW es económica y financieramente rentable.

Finalmente, el incluir una planta de generación de energía al sistema eléctrico de Iquitos obtenemos generosos impactos económicos debido a los diferenciados costos de generación, donde se obtendría un ahorro de más de tres millones de Soles anuales, este impacto reduciría directamente el uso del Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados.

Impactos por incluir una Solar Fotovoltaica	Cantidades
Ahorro anual por Generación Solar (S/.)	3,036,374.14
Tiempo del proyecto (años)	30
Ahorro Total con Generación Solar (S/.)	91,091,224.33
Costo de inversión de la Solar Fotovoltaica (S/.)	28,661,681.40
Periodo de Pago medido de los ahorros (año)	9

Tabla 5-2. Impacto económica de la Central Solar.

5.3. Estudio Especializado

5.3.1. Determinación de la radiación solar fotovoltaica

Es vital determinar la radiación Solar en Iquitos pues de éste parámetro depende la cantidad de energía generada en las placas solares para posteriormente ser inyectada a la red eléctrica del sistema aislado de Iquitos.

Hemos utilizado data histórica de 33 años de radiación solar de la ciudad de Iquitos, la data es de acceso público y con fines de estudio que es proporcionado por la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) de los Estados Unidos de Norteamérica³⁰.

En general, trabajamos la data de 12053 días desde el 01/01/1985 hasta 31/12/2017 obtuvimos promedios mensuales de Radiación que presentamos a continuación:

Año/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1985	5.5	5.1	4.7	4.6	4.1	4.2	4.3	4.6	5.3	4.9	5.2	4.6
1986	4.1	4.6	4.6	4.6	4.1	4.1	4.2	4.8	4.4	4.5	4.9	4.7
1987	4.3	4.0	4.9	4.0	4.5	4.2	4.4	4.7	5.1	5.0	4.8	4.5
1988	4.1	4.8	4.3	4.1	4.2	3.8	4.5	5.2	5.1	5.0	4.4	4.8
1989	4.4	4.5	4.3	4.1	4.1	4.0	4.7	4.7	5.3	4.8	5.0	5.7
1990	4.1	4.7	4.5	4.5	4.4	4.0	4.5	4.7	5.2	4.8	4.5	4.4
1991	4.8	4.7	4.5	4.6	4.4	4.1	4.5	4.5	5.1	4.9	4.8	5.1
1992	5.1	4.9	4.4	4.5	4.6	4.1	4.2	4.4	4.4	4.7	4.4	3.8
1993	4.3	4.2	4.5	4.2	4.5	4.3	4.4	4.6	4.7	4.4	4.6	4.5
1994	4.6	4.0	4.6	4.5	4.2	4.1	4.4	4.6	4.7	5.0	4.9	4.4
1995	4.9	5.1	4.5	4.0	4.2	4.2	4.8	5.2	5.2	5.0	4.9	4.3
1996	4.7	5.2	4.1	4.5	4.0	3.6	4.4	5.0	5.2	4.7	5.3	4.9
1997	5.4	4.2	5.0	4.5	3.8	4.4	4.7	4.7	5.4	5.5	4.8	4.4
1998	4.4	4.8	4.6	4.4	4.2	4.0	4.6	5.3	5.5	5.2	4.7	5.5
1999	4.7	4.3	5.1	4.0	4.2	4.0	4.2	5.0	5.2	5.2	4.9	4.5
2000	5.1	5.1	4.5	4.3	3.9	4.0	3.8	5.1	5.0	5.2	4.8	5.0
2001	4.0	4.1	4.2	4.5	4.1	3.9	4.1	4.5	5.0	5.4	5.0	4.4
2002	4.7	4.1	4.4	4.0	4.1	4.2	3.9	4.7	5.5	4.8	4.5	4.5
2003	4.6	4.2	4.3	4.2	3.7	4.1	3.7	4.3	4.8	4.5	4.7	4.5
2004	5.3	4.5	4.0	4.5	4.0	3.6	4.1	4.8	4.9	4.9	4.6	4.5
2005	5.0	4.0	4.3	4.1	4.4	4.2	4.5	5.2	5.4	5.1	5.2	4.7
2006	4.6	4.9	4.4	4.3	4.0	4.3	4.2	4.7	5.2	5.0	4.5	4.4
2007	4.1	5.4	4.4	4.3	4.1	4.1	4.7	4.8	5.0	4.4	4.5	4.4
2008	4.7	4.7	4.7	4.8	4.1	4.0	4.5	5.1	5.3	5.1	5.0	5.1
2009	4.1	4.8	4.5	4.4	4.6	4.2	4.5	5.1	5.4	5.1	5.4	4.8
2010	4.8	4.6	4.8	4.8	4.3	4.0	4.2	5.1	5.3	5.1	5.2	4.9
2011	5.0	4.7	4.8	4.6	4.1	3.9	4.2	5.3	5.4	5.3	5.1	4.5
2012	4.5	4.8	4.6	4.7	4.4	4.6	4.5	5.1	5.2	5.2	5.0	4.8
2013	4.2	4.3	4.7	4.6	4.4	4.3	4.2	4.6	5.2	5.2	4.5	4.9
2014	4.3	4.5	4.4	4.7	4.3	4.0	4.1	4.4	5.0	4.9	4.5	4.7
2015	4.0	4.8	4.3	4.4	4.0	4.4	4.2	4.6	5.5	4.9	5.0	4.2
2016	4.8	4.5	4.4	4.6	4.4	4.1	4.1	4.8	4.8	4.7	5.2	4.7
2017	4.5	4.8	5.0	4.7	4.3	4.5	4.7	4.9	4.7	4.6	4.6	4.8
Promedio	4.6	4.6	4.5	4.4	4.2	4.1	4.3	4.8	5.1	4.9	4.8	4.7

Tabla 5-3. Data de Radiación de los últimos 33 años. Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) Elaboración: Propia

La data histórica de 33 años muestra que existen ciclos de radiación solar, es decir existe una tendencia definida, como podemos apreciar en el siguiente cuadro

³⁰ <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

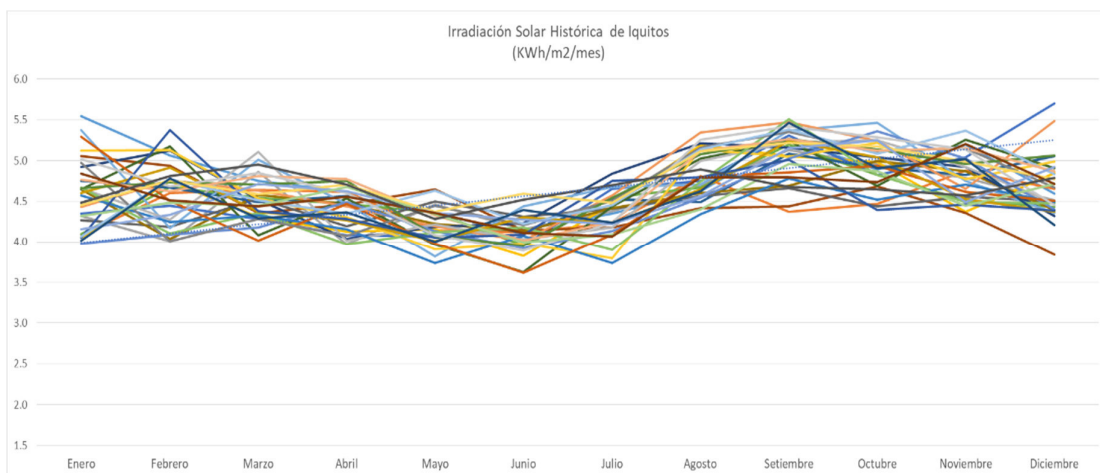


Gráfico 5-3. Variación de la data histórica de 33 años de radiación de Iquitos. Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) Elaboración: Propia

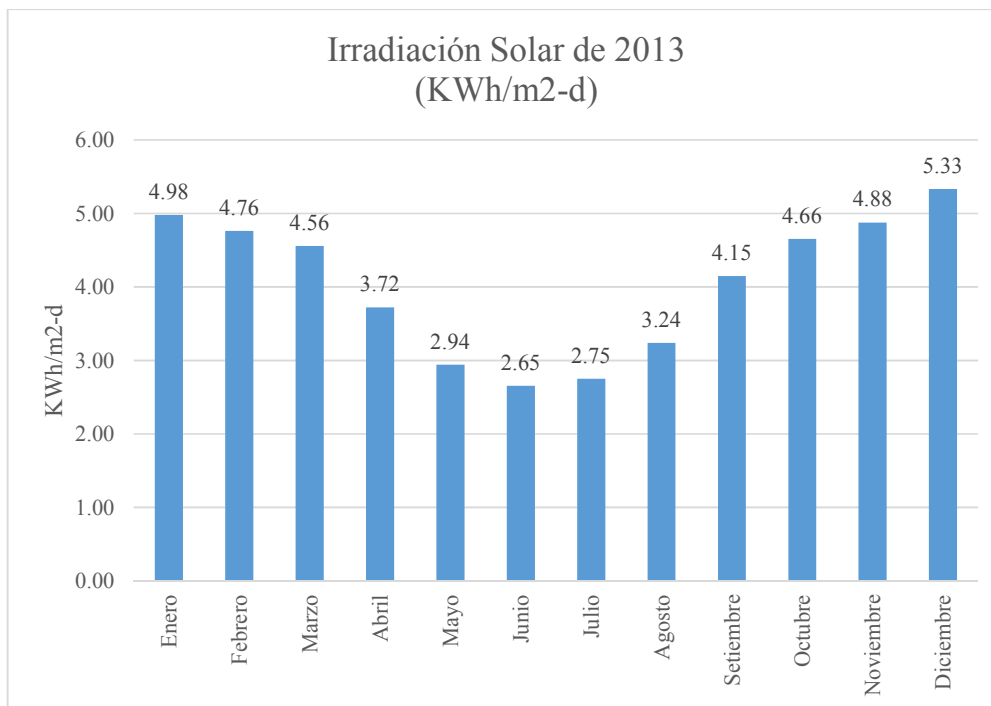
Se observa que durante los 33 años estudiados (vale decir 1985 al 2017 graficados en líneas de colores), existen ciclos definidos de mayor radiación en los meses de Setiembre a Febrero (5 KWh/m2/mes) y disminuyen en los meses de mayo a julio en promedio 3.5 KWh/m2/mes. Este dato es importante pues nos ayudará a marcar ciclos de radiación para la ciudad de Iquitos.

Finalmente podemos conocer el promedio anual de radiación solar de Iquitos que fluctúa en 4.71 KWh/m2/año.

5.3.2. Determinación de la radiación solar – Medición directa.

En Iquitos se han realizado diversas mediciones directas basados fundamentos matemáticos así como el desarrollo de un Software de simulación para la radiación solar (SSRS)³¹ donde se muestran valores similares de KWh/m2-día respecto a los datos de la NASA.

³¹ Software of simulation for the solar radiation (RRSR) elaborado por Juan Arturo Díaz Rengifo³¹ y Marco Antonio Paredes Riberos



Así podemos ver que los valores promedio anuales son mayores que 4 KWh/m2-día en 2013.

Solo, para fines de cálculo de Producción de Energía Solar Fotovoltaica tomamos los valores históricos de la NASA.

5.3.3. Producción de energía Solar Fotovoltaica.

Como vimos anteriormente la producción de la Energía Solar fotovoltaica está en función de la incidencia de radiación solar, es decir en función de la cantidad de energía solar sobre una superficie (kWh/m2/día)


El estudio de la radiación solar en la ciudad de Iquitos determina que, el promedio anual fluctúa en 4,71 kWh/m2 y que la producción de energía solar anual es 1718 KWh/m2 o 1718 HSP (Horas Solares Pico) que no es otra cosa que 1718 horas de producción de energía al año, que significa 19.62% de Factor de Planta.

Mes	N° Días	Radiación sobre una superficie Horizontal	
		KWh/m2/d	(KWh/m2) HSP
Enero	31	4.92	152.50
Febrero	28	5.13	143.50
Marzo	31	4.52	140.20
Abril	30	4.04	121.20
Mayo	31	4.19	129.90
Junio	30	4.23	127.00
Julio	31	4.84	150.00
Agosto	31	5.21	161.50
Setiembre	30	5.16	154.80
Octubre	31	5.05	156.40
Noviembre	30	4.92	147.70
Diciembre	31	4.32	133.90
365		4.71	1,718.60

Tabla 5-4. Valores de Radiación en promedios mensuales. Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) Elaboración: Propia

Consecuentemente, podemos calcular la producción de energía solar fotovoltaica por año, vale decir que una planta de 10MW producirá 16499 kWh al año.

Mes	N° Días	Radiación sobre una superficie Horizontal		Potencia Pico				10000	KWp
				Energía					
				Potencia (Teórica)		Pérdidas Totales	4%	Inyección a la Red	
		KWh/m2/d	(KWh/m2) HSP	(KWh/d)	(KWh/mes)	(KWh/d)	(KWh/mes)	(MWh/d)	(MWh/mes)
Enero	31	4.92	152.50	49,194	1,525,000	1,968	61,000	47	1,464
Febrero	28	5.13	143.50	51,250	1,435,000	2,050	57,400	49	1,378
Marzo	31	4.52	140.20	45,226	1,402,000	1,809	56,080	43	1,346
Abril	30	4.04	121.20	40,400	1,212,000	1,616	48,480	39	1,164
Mayo	31	4.19	129.90	41,903	1,299,000	1,676	51,960	40	1,247
Junio	30	4.23	127.00	42,333	1,270,000	1,693	50,800	41	1,219
Julio	31	4.84	150.00	48,387	1,500,000	1,935	60,000	46	1,440
Agosto	31	5.21	161.50	52,097	1,615,000	2,084	64,600	50	1,550
Setiembre	30	5.16	154.80	51,600	1,548,000	2,064	61,920	50	1,486
Octubre	31	5.05	156.40	50,452	1,564,000	2,018	62,560	48	1,501
Noviembre	30	4.92	147.70	49,233	1,477,000	1,969	59,080	47	1,418
Diciembre	31	4.32	133.90	43,194	1,339,000	1,728	53,560	41	1,285
365		4.71	1,718.60	47,106	17,186,000	1,884	687,440	543	16,499



Horas Solares Pico - Año

Total Horas Equ.	1,719 HSP
Producción Anual Total KW	16,499 MWh/año
Ratio de Instalación	2 MWh/MWp

Tabla 5-5. Determinación de las horas equivalentes y energía generada. Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) Elaboración: Propia

5.3.4. Estudio operatividad del sistema eléctrico

A continuación, el diseño eléctrico de una planta solar de 10 MW, 10 módulos de 1MW cada uno, cada uno con 200 paneles solares estarán conectados en serie a un inversor, esta central la cual se conectará a una barra de 60kV. Se tiene más detalles en el anexo III.

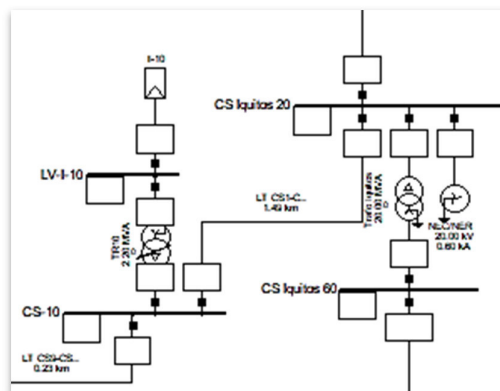


Gráfico 5-4. Esquema eléctrico grupo de generación de 1MW conectado a la red de Iquitos de 60kW.
Elaboración Propia

5.4. Análisis de mercado de Iquitos

Del análisis del mercado interconectado, se tiene una matriz diversificada con un incremento lento, pero permanente de generación con fuentes RER NC.

El mercado eléctrico de Iquitos actualmente funciona con generación convencional con fuentes de combustible fósil casi en su totalidad, actualmente hay algunos usuarios que tienen sistemas solares off grid conectados para cargar baterías.

Los últimos años algunas zonas de Iquitos han venido sufriendo apagones contantes por un déficit de generación, vamos analizar un antes y después de GENRENT:

		Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Ago-16	Set-16	Oct-16	Nov-16	Dic-16
Potencia Efectiva Disponible	MW	65.05	65.05	65.05	65.05	65.05	63.30	63.30	63.30	66.75	71.15	71.15	71.15
Max. Demanda	MW	49.37	53.25	58.36	58.05	60.26	59.06	58.72	59.17	60.68	63.39	62.25	62.77
Máxima Demanda + Reserva	MW	59.24	63.90	70.03	69.66	72.31	70.88	70.46	71.00	72.81	76.07	74.70	75.32
Déficit de Generación	MW			4.98	4.61	7.26	7.58	7.16	7.70	6.06	4.92	3.55	4.17

Tabla 5-6 Crecimiento y déficit de demanda en el año 2016. Fuente: ELOR

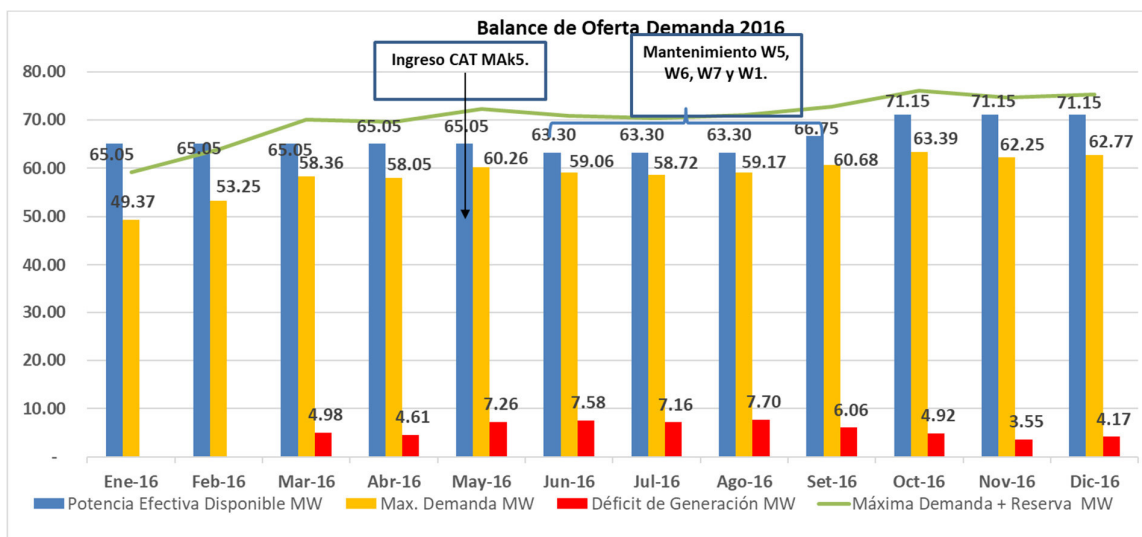


Gráfico 5-5. Crecimiento y déficit de demanda en el año 2016. Fuente ELOR

Como puede observarse durante el 2016 existe un déficit mayor en el balance Oferta-Demanda, por el incremento de la demanda que se mantiene hasta el ingreso de la central termoeléctrica Nueva Iquitos, que entró en operación comercial el 20 de octubre de 2017 y hasta el día de hoy el despacho de carga lo realiza junto con ELOR, éste último ingresa con dos grupos de 7.5MW para cubrir las puntas como se puede observar en el despacho de energía del Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos en un día típico de abril de 2018:

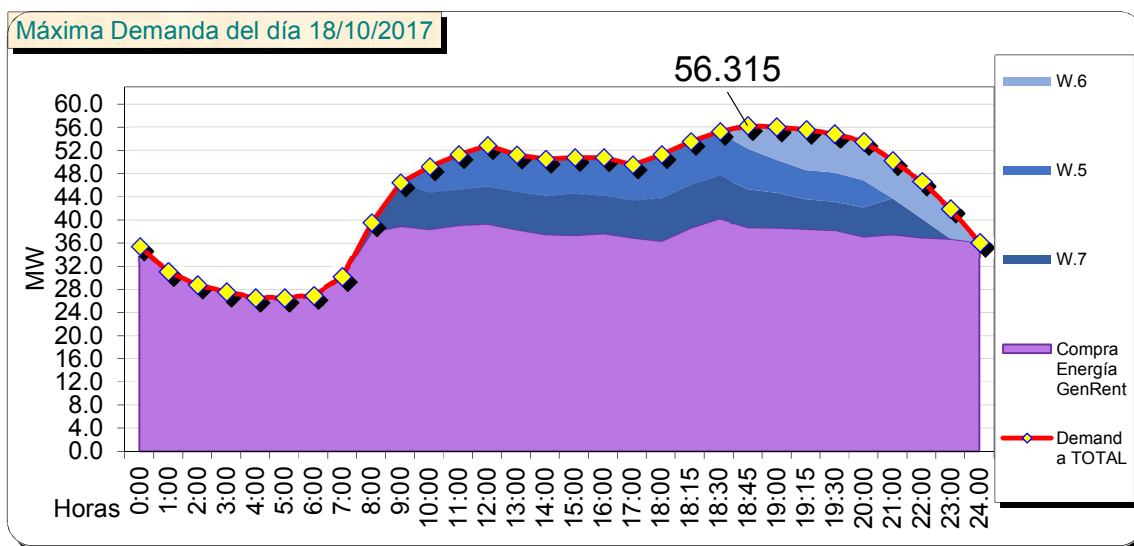


Gráfico 5-6. Perfil de carga de ELOR. Fuente: ELOR

Como un caso de interconexión previo analizamos el mercado eléctrico en Pucallpa debido a que anteriormente tuvo una similitud de condiciones que Iquitos, los sistemas eléctricos de Pucallpa y Aguaytía permanecieron como sistemas aislados durante varios años, siendo el único suministrador la central térmica Pucallpa II en Yarinacocha con una potencia instalada de 25.6

MW con máquinas Wartzila administradas por el Estado por medio de ELECTROPERÚ S.A., a partir de octubre de 2015 Electro Ucayali S.A. que forma parte del FONAFE obtiene la concesión definitiva para operar dicha central y posteriormente mediante Resolución Ministerial N° 259-97-EM/VME, obtiene la autorización por tiempo indefinido, así mismo con las Resoluciones Supremas N° 085-95- EM de octubre de 1995 y N° 048 - 96-EM de junio de 1996 y obtiene las concesiones definitivas de distribución y transmisión de energía eléctrica en Pucallpa a favor de Electro Ucayali S.A. (Fuente: Memoria anual y página web de Electro Ucayali S.A.)

A partir de los meses agosto y setiembre de 2002 los sistemas aislados de Pucallpa y Aguaytía se incorporan al SEIN a través de la Línea de transmisión Aguaytía-Pucallpa, con ello su demanda se incrementó sustancialmente hasta el punto de atraer más inversión como empresas de extracción de gas Aguaytía Energy , una nueva generadora Termoselva S.A. , y transmisoras como Eteselva S.A. y Red Eléctrica del Perú S.A. , posteriormente a través de los distintos planes de inversión desarrollados en la zona, se fue integrando más al SEIN, actualmente se vienen integrando más líneas como Tingo María – Pucallpa de la empresa Red Eléctrica del Perú S.A.

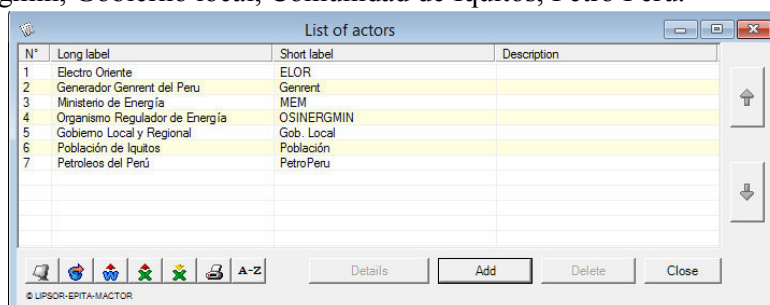
Del análisis realizado, una interconexión es muy favorable, pero como podemos ver de la experiencia de Pucallpa, este podría ser factible en largo plazo.

5.5. Análisis de stake holders

Un herramienta digital y efectiva para las decisiones y análisis de stakeholders es el software Mactor, en el cual se podrá concluir oportunidades comunes de los involucrados, así como también puntos en contra de los mismos; esta herramienta usa tres tipos de matrices de impacto: análisis estructural, estrategia de los actores y finalmente una matriz probabilística.

A continuación, los resultados obtenidos, teniendo como objetivo principal, una alternativa RER en la generación eléctrica. Los resultados a detalles se adjuntan en el anexo II.

- Identificación de Actores: Electro Oriente, Genrent, Ministerio de Energía y Minas, Osinergmin, Gobierno local, Comunidad de Iquitos, Petro Perú.



N°	Long label	Short label	Description
1	Electro Oriente	ELOR	
2	Generador Genrent del Peru	Genrent	
3	Ministerio de Energía	MEM	
4	Organismo Regulador de Energía	OSINERGMIN	
5	Gobierno Local y Regional	Gob. Local	
6	Población de Iquitos	Población	
7	Petroleos del Perú	PetroPeru	

Gráfico 5-7. Lista de actores en Mactor. Elaboración Propia.

- Identificación de objetivo: Mejora en la calidad de suministro eléctrico usando RER
- Matriz de posiciones valoradas
- Matriz de influencia directa
- Gráfico de influencia/dependencia
- Posicionamiento de los actores sobre objetivos (1MAO) (favor/contra)
- Posiciones valuadas de actores sobre los objetivos (2MAO) (el que tanto sale a favor o en contra de)
- Posicionamientos valorados ponderados de actores en los objetivos (3MAO) (que tanto poder tengo a favor o en contra de que se lleve a cabo)

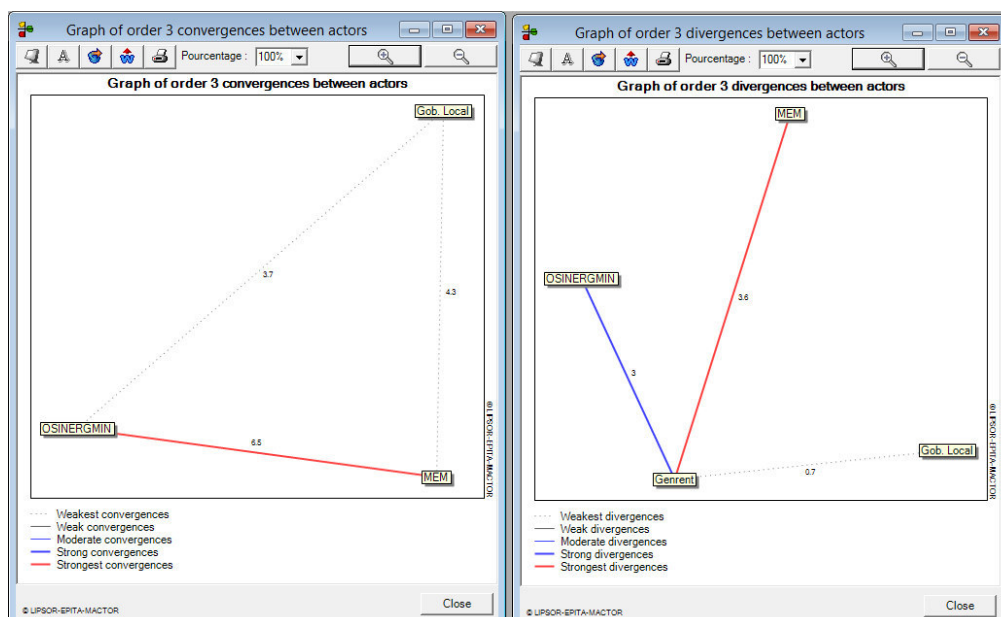


Gráfico 5-8. Convergencia y Divergencia en Mactor. Elaboración Propia.

Finalmente, de los resultados obtenidos en los últimos gráficos, se concluye que existen 2 actores más interesados (OSINERGMIN y MEM) para que este proyecto salga adelante, todo lo contrario, el más resistente a este fin es el generador GENRENT.

Para un mejor desarrollo y visto bueno del proyecto el MEM y GENRENT deberían conversar y/o realizar revisión de contratos para la mejora de este suministro.

5.6. Análisis Técnico-Resultados de la EPO

Se conoce a la EPO, como Estudio de Pre – Operatividad, la cual nos da un sustento técnico de la incorporación del nuevo proyecto solar a la red actual.

De la evaluación operativa descrita en el punto 5.3.3. De esta tesis, en la cual se estableció integrar una central solar fotovoltaica de 10MW a la red eléctrica aislada de Iquitos, se realizó un estudio de pre operatividad con fines académicos considerando la mejor información disponible y verificar la factibilidad técnica de este proyecto piloto.

Usaremos como escenario base la información proporcionada por ELOR con la infraestructura actual de la red eléctrica en Iquitos, considerando el despacho actual junto con GENRENT hasta octubre 2018 y efectuando un análisis de flujo de carga y cortocircuito interconectando la CSF Iquitos de 10MW en el corto plazo. Este análisis nos va permitir

verificar si en ingreso de la CSF Iquitos de 10 MW, no sobrecarga la red eléctrica actual en Iquitos o generaría inestabilidad en la red.

Configuración del sistema eléctrico

Para simular el Sistema de Iquitos actual, se utilizó el archivo ELOR 2018.pfd³² suministrado por Electro Oriente, y así desarrollar las simulaciones y estudios eléctricos del proyecto con la finalidad de representar la red fidedigna del Sistema Iquitos para los años de estudio. Se entenderá como caso base, a los casos y contingencias modelados para el año 2016 considerando como base el archivo entregado por Electro Oriente incluyendo las modificaciones y adecuaciones proyectadas en el Sistema para ese año.

Se denominará escenario normal de operación, a la combinación de topología, generación y demanda que representa la situación con todos los elementos disponibles, es decir en estado “n”. Son estos escenarios normales de operación los que posteriormente son evaluados bajo distintas contingencias simples, es decir, en estado “n-1”.

Habiendo considerado lo que antecede, las distintas topologías, escenarios y contingencias de este estudio, tanto en demanda máxima como mínima, serán detallados en los puntos siguientes de este informe.

Al sistema de Iquitos actual simulado, a través del archivo ELOR 2018.pfd³⁰, le fue ingresada una representación de lo que será la Central Solar Fotovoltaica Iquitos.

El Diagrama Unifilar siguiente muestra la representación de la Central Termoeléctrica Iquitos Nueva en el simulador Power Factory DigSilent, para el año 2018, año en que ingresan la máquina para un total de potencia instalada de 10 MW.

Nuestra Central Solar por temas operativos se ve localizar en las cercanías al distrito de Nauta e Iquitos, a 10 km de la S.E. Santa Rosa 60 Kv, para facilitar la conexión al sistema aislado, por ello modelando un diagrama de carga actual se tiene el siguiente escenario base:

³² ELOR 2018.pfd: Archivo en formato DigSilent, usado para simular escenarios de operación eléctrica.

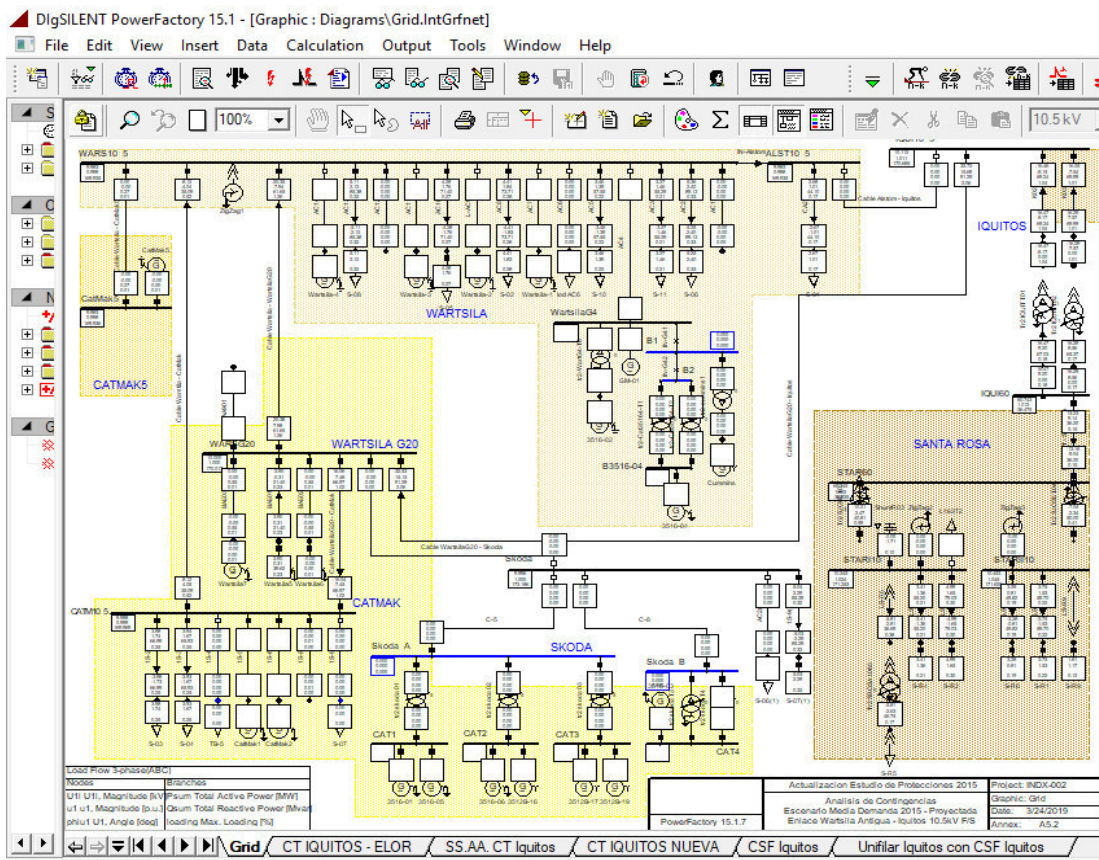


Gráfico 5-9. Representación gráfica del sistema eléctrico Iquitos en software DigSilent. Elaboración Propia

Esquema actual de la red aislada de Iquitos, con ELOR y GENRENT presenta una carga no estable en los transformadores de potencia de la S.E. Santa Rosa 60 Kv.

Conectando la Central Solar Iquitos a la barra se saturaría aún más, por lo que se va efectuar el análisis considerando una potencia de 10MW de potencia en hora fuera punta (Horas de operación solar) aportando de energía firme al sistema aislado de Iquitos.

La configuración de nuestro Central Solar Iquitos se explica en los anexo III a detalle.

5.6.1. Análisis de flujo de carga

Este análisis permite verificar la capacidad de carga de la red de Iquitos conectando una nueva fuente de suministro, se evaluarán el nivel de tensión en las barras, líneas y transformadores, considerando los escenarios de máxima, media y mínima demanda en el año presente y año futuro.

5.6.2. Resultados nivel de tensión en barras

De los resultados mostrados en los Anexo III, se puede observar que el nivel de tensión se encuentra dentro del rango permitido en operación normal, adicionalmente se observa que para el escenario de media demanda donde la central solar está en servicio esto no ocasiona que la tensión en las barras varíe significativamente y esto es debido a que la central solar inyecta poca potencia reactiva en la barra de conexión de la central solar (Santa Rosa 60 kV).

5.6.3. Nivel de carga en líneas de transmisión

De los resultados mostrados se observa que no se presentan sobrecargas en líneas de transmisión, adicionalmente se observa que en escenario de media tensión donde la central solar está en servicio ocasiona, esto ocasiona que la central térmica de Iquitos despache menos por lo que la capacidad decarga de la línea que va de barra santa rosa 60 kv a la central térmica sea menor.

5.6.4. Nivel de carga en transformadores

El suministro de energía eléctrica, para la operación y servicios de la ampliación de la central, deberá ser autónomo del sistema existente; esto significa que por medio de transformadores propios deberá alimentar de energía eléctrica a sus equipos que lo requieran.

Sin embargo, en casos de emergencia, cuando los grupos estén fuera de servicio (parados), se contará con energía eléctrica proveniente del sistema, a través de la interconexión en 10 kV.

De los resultados mostrados se observa que no se presentan sobrecargas en los transformadores presentes dentro de la zona de influencia del proyecto.

5.6.5. Análisis de cortocircuito Monofásico.

De los resultados mostrados se observa que la mayor corriente de cortocircuito es la corriente trifásica y se presenta en la barra de Wartsila G20 de 23,15 kA, y la mayor corriente de cortocircuito en barras donde están conectados cada grupo de central solar es la corriente de cortocircuito trifásica de 3,09 kA y se presentan en las barras cercanas al punto de conexión de la central solar.

En la verificación de la estabilidad transitoria, el comportamiento de la CSF Iquitos ante la conexión a la red eléctrica interconectada del sistema aislado de Iquitos, la red eléctrica mantiene los parámetros de tensión y frecuencia dentro de los rangos establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), así mitigar la intermitencia e inyectar energía a la red de forma segura y óptima.

En conclusión, si es factible la conexión de la CSF de 10 MW a la red actual de Iquitos en la S.E. Santa Rosa 60 KV, con una salida en una barra de nivel de tensión en 20KV para darle mayor confiabilidad a la red obteniendo un % de capacidad de carga aceptable para no alterar los niveles de tensión y frecuencia establecidos en el sistema eléctrico interconectado de Iquitos. Además, se tienen que hacer los reforzamientos en la red de Iquitos, específicamente los transformadores de la empresa ELOR.

5.7. Análisis económico-financiero (para el caso de un contrato tipo PPA)

En análisis Económico financiero está basado en el método de Flujos de Fondos Descontados, que no es otra cosa que la valoración actual de los flujos futuros descontados a una tasa establecida, la cual nos permitirá establecer criterios de decisión de inversión o no.

Bajo el supuesto de que el ingreso al mercado de generación en el sistema aislado de Iquitos es mediante un contrato Bilateral a través de un PPA (Power Purchase Agreement), el precio de venta de energía será pactado mediante un acuerdo de privados, sin embargo podemos tomar como referencia un posible Precio en Barra a nivel Generación bajo el criterios de eficiencia del Regulador y bajo los escenarios que se describen en el presente trabajo, es decir una Planta Solar fotovoltaica de 10MW que ha de generar anualmente 17 GWh y bajo las condiciones económicas financieras descritos en la tabla 5.6

Para el análisis económico, iniciamos con determinar las inversiones necesarias, los costos de operación y mantenimiento, cantidad de energía producida y el precio de venta de la energía para posteriormente obtener ingresos y egresos, ver resultados de utilidad y parámetros demás económicos.

Por otro lado, desarrollaremos el análisis financiero del proyecto, donde enfocaremos el financiamiento del proyecto y el análisis de deuda respectivo. Analizaremos los beneficios de fiscales, usaremos el método CAPM para calcular la tasa de descuento, que finalmente nos ayudará encontrar el VAN, TIR y el Payback para el análisis de decisión de inversión.

Finalmente hicimos un análisis de sensibilidad y evaluamos por separado cada una de las variables: Var.% Capex, Var. % Tarifa y Var. % Radiación solar.

5.7.1. Cuadro de control

En esta sección mostramos las principales variables de entrada para el modelo económico financiero del proyecto. Como son los datos generales del proyecto, variables macro como inflación, Impuesto a la Renta e IGV. Montos de inversión (CAPEX), Tarifas, Financiamiento – Deuda y Resultados económicos como TIR y VAN.

I. General		
<u>Datos de la Concesión</u>		
Plazo de la Concesión	años	30
Estudios Pre Operativos	años	1
Años de Construcción	años	1
Etapas Pre Operativa Total	años	-
Años de Operación	años	30
<u>Datos del Proyecto</u>		
Energía Firme (Neta)	MWh por año	16,249
Energía Promedio Anual Bruta	MWh por año	17,014
Energía Firme Contratada		100%
Potencia Planta	MWp	10.0
TIR Objetivo	%	10.7%
IR	%	30.0%
<u>Pérdidas de Energía</u>		
Pérdidas de Generación		1%
Pérdidas de Transformador		1%
Autoconsumo de la planta		1%
Pérdidas por Transmisión		2%
<u>Macro</u>		
Inflación	%	1.00%
Impuesto a la Renta	%	30.00%
IGV	%	0.00%
II. INVERSIONES		
<u>Inversiones</u>		
CAPEX total	US\$	8,745,358
<i>Costo por kW instalado</i>		<i>875</i>
III. Ingresos		
<u>Tarifas</u>		
Tarifa de Precio en Barra	USD/MWh	83
IV. Financiamiento-Deuda		
Estructura de Financiamiento (% de deuda)	%	80%
Tasa	%	7.5%
Plazo	años	15
V. Resultados Económicos		
TIRe	-	13.5%
VANe	-	2,083
TIRf	-	39.9%
VANf	-	5,292

Tabla 5-7 Control de proceso. Fuente y Elaboración: Propia

5.7.2. Producción de Energía – Radiación Solar

La radiación del sol son numerosas radiaciones electromagnéticas que van desde el infrarrojo hasta la ultravioleta, así la irradiación mide la cantidad de potencia (w) por unidad de Superficie (m2) es decir (W/m2), como los valores medidos no son iguales en latitud y longitud, ni en días del año se puede obtener data de la radiación solar incidente sobre una superficie horizontal

KWk/m2/día con valores oficiales de la Agencia Estadounidense de la NASA. La ciudad de Iquitos en promedio anual tiene 4.71kWh/m2/día de radiación solar incidente que equivale decir 1718 Horas Solares Pisco (HSP) al año, esta cantidad de energía al año producen 17,014 MWh.

Total Horas Equivalentes	1,719	HSP
Producción Anual Total	17,014	MWh/año
Ratio de Instalación	1.701	MWh/MWp
Factor de Carga	19.62%	%

Tabla 5-8. Datos importantes de radiación. Fuente y Elaboración: Propia

Podemos observar el desarrollo del cálculo de la cantidad de Energía solar Fotovoltaica producida en un Parque solar de 10mW de potencia instalada, para éste caso se simuló con panes solares Wp (Modelo A-150M) de 150 W c/u.

Empleamos datos oficiales de la Agencia Estadounidense – NASA para obtener data histórica (22 años) de Radiación solar en las coordenadas: Latitud -3.749, Longitud: -73.254, localidad Iquitos Perú.

Mes	Nº Días	Radiación sobre una superficie Horizontal		Potencia Pico				10000 KWp	
				Energía					
				Potencia (Teórica)		Pérdidas 1% Totales		Inyección a la Red	
		KWh/m2/d	KWh/m2 HSP	KWh/d	KWh/mes	KWh/d	KWh/mes	MWh/d	MWh/mes
Enero	31	4.92	152.50	49,194	1,525,000	492	15,250	49	1,510
Febrero	28	5.13	143.50	51,250	1,435,000	513	14,350	51	1,421
Marzo	31	4.52	140.20	45,226	1,402,000	452	14,020	45	1,388
Abril	30	4.04	121.20	40,400	1,212,000	404	12,120	40	1,200
Mayo	31	4.19	129.90	41,903	1,299,000	419	12,990	41	1,286
Junio	30	4.23	127.00	42,333	1,270,000	423	12,700	42	1,257
Julio	31	4.84	150.00	48,387	1,500,000	484	15,000	48	1,485
Agosto	31	5.21	161.50	52,097	1,615,000	521	16,150	52	1,599
Setiembre	30	5.16	154.80	51,600	1,548,000	516	15,480	51	1,533
Octubre	31	5.05	156.40	50,452	1,564,000	505	15,640	50	1,548
Noviembre	30	4.92	147.70	49,233	1,477,000	492	14,770	49	1,462
Diciembre	31	4.32	133.90	43,194	1,339,000	432	13,390	43	1,326
	365	4.71	1,718.60	47,106	17,186,000	471	171,860	560	17,014

Tabla 5-9. Radiación representativa mensual de Iquitos. Fuente: NASA – EEUU Elaboración: Propia

5.7.3. Costos de inversión (CAPEX)

La mayor incidencia de la inversión en una planta solar fotovoltaica de 10MWp son los módulos (paneles) que representan el 32,2% de un total de 8,685,358 USD.

Para poder estimar los costos de inversión del proyecto, motivo de tesis, podemos tomar la referencia de las 4 últimas subastas RER que se dio en nuestro País, sin embargo y actualmente no reflejan un verdadero costo de inversión debido a la considerable tendencia de disminución de los precios de las placas solares en el mundo visto en los últimos años, es así que desde 2009 al 2014 el costo de inversión en plantas solares ha disminuido 69%.

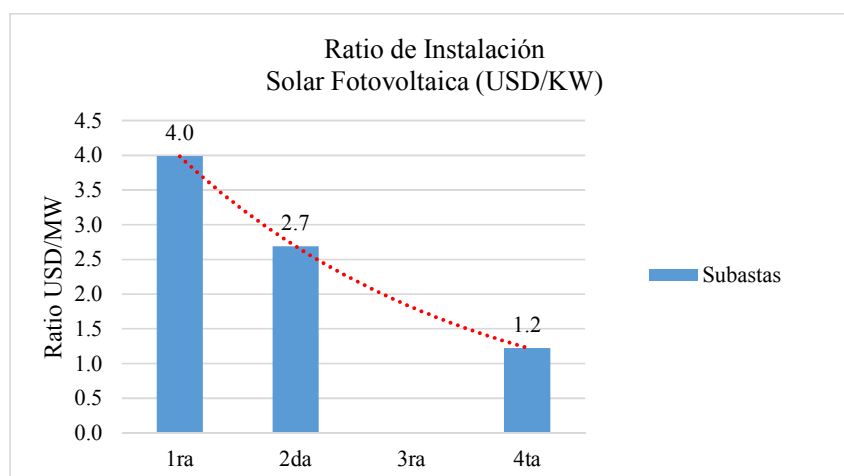


Gráfico 5-10. Ratios de inversión-Subastas RER Perú. Fuente OSINERGMIN

La comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile estima los costos de inversión por tecnología para las Solares en 0.97 USD/MW hasta enero de 2018

Tecnología	Costo de Inversión US\$/kW
Térmica a Carbón	3
Térmica a Gas Natural (CA)	0.8
Térmica a Gas Natural (CC)	1.03
Térmica a Diésel (GMG)	0.68
Eólica	1.36
Solar Fotovoltaica	0.97
Solar Térmica	7.9
Hidráulica de Embalse	2.2
Hidráulica de Pasada	4
Mini-Hidráulica	3
Térmica a Biomasa	3.1
Térmica a Biogás	3.5
Geotérmica	6.3

Tabla 5-10. Ratios de inversión-Chile. Fuente CNE - Chile.

Al ser el costo de inversión de una central solar fotovoltaica una tendencia a la baja, como vimos los casos Peruano y Chileno, consideramos oportuno realizar una estimación de costos a detalle, dado que una planta Solar Fotovoltaica integra una subestación, Transformadores y una línea de evacuación de la energía. La empresa BOW POWER S.A.C, hizo una cotización integral con precios CIF en el puerto del Callao, donde obtenemos 0.86 US\$/KW, es decir es un valor coherente que va en la línea de tendencia de los costos de inversión por kW instalado.

CAPEX	%	Parcial	Costo Total USD
TERRENOS	1.4%	0.012 USD/W	120,000.0 USD
MÓDULOS	32.2%	0.280 USD/W	2,800,000.0 USD
INVERSOR	3.9%	0.034 USD/W	337,880.0 USD
CUADROS	4.5%	0.039 USD/W	389,723.0 USD
ESTRUCTURA	9.9%	0.086 USD/W	860,000.0 USD
SUBESTACIÓN	13.8%	0.120 USD/W	1,200,000.0 USD
LÍNEA EVACUACIÓN	7.8%	0.068 USD/W	675,000.0 USD
MATERIAL OBRA CIVIL	2.8%	0.024 USD/W	241,200.0 USD
CABLEADO	5.5%	0.048 USD/W	481,600.0 USD
TRANSPORTE TERRESTRE	3.0%	0.026 USD/W	259,000.0 USD
TRANSPORTE FLUVIAL	1.2%	0.011 USD/W	105,000.0 USD
MANO DE OBRA	13.0%	0.113 USD/W	1,126,000.0 USD
OFICINA TÉCNICA	0.2%	0.001 USD/W	13,400.0 USD
PROJECT MANAGEMENT	0.4%	0.004 USD/W	36,400.0 USD
COMMISSIONING	0.5%	0.004 USD/W	40,155.0 USD
Total CAPEX	100%	0.869 USD/W	8,685,358.0 USD

Tabla 5-11. Capex detallado para la central solar de 10 MW. Fuente y Elaboración: BOW POWER S.A.C.

5.7.4. Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)

Los costos de Operación y Mantenimiento necesarios para son ratios de empresas similares y contempla costos de administración, Herramientas de conexión Mantenimiento propiamente dicho y otros.

OPEX	Ratio	Parcial	Costo Total USD
ALQUILER DE TERRENO	550 USD/HA	20 HA	11,000.0 USD
MANTENIMIENTO	2,500 USD/MW	10.00 MWdc	25,000.0 USD
HERRAMIENTAS DE CONEXIÓN	0.50 USD/MWh	8,507.07 USD	4,253.5 USD
ADMINISTRACIÓN	2.00%	1,430,760.86 USD	28,615.2 USD
ORGANISMOS COMPETENTES	1.00%	1,430,760.86 USD	14,307.6 USD
CONSUMO DE ENERGÍA	0.50%	1,430,760.86 USD	7,153.8 USD
SEGURO	2.00%	1,430,760.86 USD	28,615.2 USD
Total OPEX			118,945.4 USD

Tabla 5-12. Opex detallado para la central solar de 10 MW. Fuente y Elaboración: Propia

5.7.5. Ingresos: Precio de la Energía y Cantidad

Como vimos anteriormente, los precios de venta de la energía a nivel generación son determinados por el Organismo Regulador – OSINERGMIN, tal como lo establece la Ley de

Concesiones Eléctricas para Sistemas Aislados. Bajo el criterio y esquema de cálculo de la tarifa a nivel de generación utilizado por el OSINERGMIN, el Precio de la Energía para la Planta Solar Fotovoltaica será de 83.25 US\$/MWh, este valor multiplicado por la cantidad de energía generada en los paneles solares es imput en el Item Ingresos en nuestro modelo Económico –Financiero, es decir el ingreso que remunerará la actividad de generación eléctrica Solar Fotovoltaica del Sistema Aislado de Iquitos será igual al precio en Barra a Nivel Generación por la Cantidad de Energía despachada.

CALCULO DE LA TARIFA EN BARRA DEL SISTEMA AISLADO DE IQUITOS (TIPICO E) - SOLAR FOTOVOLTAICA					
1.- Fijación Tarifaria para una Generación Solar Fotovoltaica.					
Año	2019				
Máxima demanda proyectada	-	MW			
Proyección de energía anual generada (Neta)	17.01	GWh			
Proyección de energía anual generada (Bruta)	16.25	GWh			
Unidad existente de mayor capacidad	10.00	MW			
Capacidad empleada para inversiones	10.00	MW			
Costo unitario de capacidad					
Generación	ME	558,160	US \$/MW		
	MN	310,376	US \$/MW		
Subestación	ME		US \$/MW		
	MN		US \$/MW		
Total		868,536	US \$/MW		
2.- Costos de inversión y operación y mantenimiento					
Capex		8,685,358	US \$		
Opex		165,257	US \$/Año		
2.1 Procedimiento de Cálculo :					
2.1.1 Tarifa del Sistema					
	Calculada	Vigente ⁽¹⁾	Variación (%)		
Cent. S./kWh:	27.14	42.59	(36.27%)		
Tarifa US\$/MWh:	83.25	130.64	(36.27%)		
2.1.2 Inversiones necesarias					
Generación	Miles US \$		Anualidad		
Moneda extranjera	5,581.60		692.92	@ 20 años	
Moneda nacional	3,103.76		385.31	@ 20 años	
Total	8,685.36		1,078.23	@ 20 años	
3.- Costos Fijos:					
		Tarifa (ctvs US\$/kWh)			
3.1.- Inversión	miles US\$/año	M. Extranjera	M. Nacional	Total	%
Planta fotovoltaica de 10 MW	1,078.2	4.07	2.26	6.34	76.1%
					0.0%
Total Inversión	1,078.2	4.07	2.26	6.34	76.1%
3.2.- Operación y Mantenimiento	miles US\$/año				
Personal de Operación y Gestión	165.3	0.00	0.97	0.97	11.7%
4.- Costos Variables:					
	miles US\$/año				
Costo Variable No Combustible	165.3	0.00	1.02	1.02	12.2%
Costo Variable Combustible	0.0	0.00	0.00	0.00	0.0%
5.- Factor de pérdidas en transmisión				0.000%	
6.- Costo Total:				8.33	
7.- Factores de Anualidad:					
	Factor	años	Parámetros:		
Planta fotovoltaica de 10 MW	0.1241	30	Tasa	12%	
	0.1241	30	Margen Reserva	20%	
			Tipo Cambio	3.260	
			Factor de Carga	19.6%	
			Horas Anuales	8760	
			Demanda (MW)	10.00	
			Demanda (GWh)	16.2	

Tabla 5-13. Calculo de la tarifa en barra para solar. Fuente: ODINERGMIN /Elaboración: Propia

5.7.6. Depreciación

Según dispone el Informe N.º 065-2011- SUNAT/2B0000 indica que: “(...) *al inversionista que ponga en operación comercial una central de generación de energía eléctrica a base de recursos hídricos u otros recursos renovables se le concede la opción de aplicar una tasa global de depreciación máxima anual de hasta el veinte por ciento (20%) sobre la maquinaria, equipo y obras civiles, siempre y cuando sean adquiridos o construidos a partir de la vigencia del Decreto Legislativo N.º 1058*”³³, es decir nos acogemos a la opción de depreciar los activos en 5 años. Así:

Depreciación:						
Capex Total	8,685,358					
Depreciación Acelerada	5 años					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Año	-	1	2	3	4	5
Depreciación Anual	-	1,737,072	1,737,072	1,737,072	1,737,072	1,737,072
Monto Amortizar	60,000					
Amortización en N°Años	1					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Amortización Anual	-	60,000	-	-	-	-

Tabla 5-14. Tabla de depreciación del CAPEX. Fuente y Elaboración: Propia

Los efectos de depreciación acelerada para el proyecto presentado, se verán en análisis de Flujos de Caja Económicos y financieros.

³³ Informe N.º 065-2011- SUNAT/2B0000

5.7.7. Flujo de Caja Económico.

El método utilizado para evaluar los Flujos Fondos Descontados, para calcular las variables de decisión como la Tasa Interna de Retorno (TIR) de 13.5%, VAN 2083 y Pay Back 7 años.

El flujo está determinado en Miles de Dólares, consideramos ingresos como Precio por Cantidad, es decir el Precio en Barra a Nivel Generación calculado por el Regulador y la Cantidad de emergería Inyectada a la red. Descontamos los Gastos Pre & Operativos para conseguir el EBITDA (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization), EBT (Earnings Before Tax), Ingresos Netos, Inversiones, TIR y VAN. En nuestro caso obtenemos una TIRe (Tasa Interna de Retorno – Económico) de 13.5% y VANE es 2083 Miles de Dólares, lo que indica que el proyecto es económicamente rentable y Genera Valor dado que el VAN>>0. Por otro lado el Pay Back de Retorno de la Inversión es 7 años.

FLUJO DE CAJA ECONOMICO																																	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049		
Ingresos (Miles USD)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
Venta de energía - Mcdo Spot																																	
Venta de energía - PPA	676	1353	1366	1380	1394	1408	1422	1436	1450	1465	1479	1494	1509	1524	1540	1555	1570	1586	1602	1618	1634	1651	1667	1684	1701	1718	1735	1752	1770	1787	1805		
Ingreso por potencia firme																																	
Total Ingresos	676	1353	1366	1380	1394	1408	1422	1436	1450	1465	1479	1494	1509	1524	1540	1555	1570	1586	1602	1618	1634	1651	1667	1684	1701	1718	1735	1752	1770	1787	1805		
Total G. Pre & Operativos	-80	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119		
EBITDA	597	1234	1247	1261	1275	1289	1303	1317	1331	1346	1360	1375	1390	1405	1420	1436	1451	1467	1483	1499	1515	1531	1548	1565	1581	1598	1616	1633	1650	1668	1686		
Depreciación	0	-1737	-1737	-1737	-1737	-1737	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Amortización	0	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
EBT	597	-563	-490	-476	-462	-448	1303	1317	1331	1346	1360	1375	1390	1405	1420	1436	1451	1467	1483	1499	1515	1531	1548	1565	1581	1598	1616	1633	1650	1668	1686		
IR	-179	0	0	0	0	0	-391	-395	-399	-404	-408	-413	-417	-422	-426	-431	-435	-440	-445	-450	-454	-459	-464	-469	-474	-480	-485	-490	-495	-500	-506		
Net Income	418	-563	-490	-476	-462	-448	912	922	932	942	952	963	973	984	994	1005	1016	1027	1038	1049	1060	1072	1083	1095	1107	1119	1131	1143	1155	1168	1180		
Depreciación	0	1737	1737	1737	1737	1737	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Amortización	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Gastos de Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Flujo de Caja Operativo	418	1234	1247	1261	1275	1289	912	922	932	942	952	963	973	984	994	1005	1016	1027	1038	1049	1060	1072	1083	1095	1107	1119	1131	1143	1155	1168	1180		
Inversiones																																	
Gastos Preoperativos	-60																																
Capex	-8685	0	0	0	0	0																											
Total Inversiones	-8745	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Flujo de Caja Economico S/Pt	-8328	1234	1247	1261	1275	1289	912	922	932	942	952	963	973	984	994	1005	1016	1027	1038	1049	1060	1072	1083	1095	1107	1119	1131	1143	1155	1168	1180		
(+) Perpetuidad																															12315		
Flujo de Caja Economico C/Pt	-8328	1234	1247	1261	1275	1289	912	922	932	942	952	963	973	984	994	1005	1016	1027	1038	1049	1060	1072	1083	1095	1107	1119	1131	1143	1155	1168	13495		
TIRe	13.5%																																
VANe	2083																																
Payback (años)	7																																

Tabla 5-15. Flujo de caja económico. Elaboración Propia

5.7.8. Flujo de Caja Financiero.

Los proyectos en la fase de implementación necesitan de financiamiento, en nuestro caso el proyecto deberá tomar deuda del 80% del monto de inversión a una tasa de 7.5%, asumimos un periodo de pago de deuda de 15 años. Bajo esta suposición, de tomar deuda, calculamos los Flujos de Caja Financieros, es decir incluyendo los efectos de la deuda. Y obtenemos una TIRf (Tasa Interna de Retorno – Financiera) de 39.9% y VAN de 5292 Miles de Dólares, lo que indica que el proyecto es financieramente rentable y que Genera Valor dado que el VANf>>0.

FLUJO DE CAJA FINANCIERO																																		
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049			
Ingresos (Miles USD)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30			
Venta de energía - Mcdo Spot																																		
Venta de energía - PPA	676	1353	1366	1380	1394	1408	1422	1436	1450	1465	1479	1494	1509	1524	1540	1555	1570	1586	1602	1618	1634	1651	1667	1684	1701	1718	1735	1752	1770	1787	1805			
Ingreso por potencia firme																																		
Total Ingresos	676	1353	1366	1380	1394	1408	1422	1436	1450	1465	1479	1494	1509	1524	1540	1555	1570	1586	1602	1618	1634	1651	1667	1684	1701	1718	1735	1752	1770	1787	1805			
Total G. Pre & Operativos	-80	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119	-119			
EBITDA	597	1234	1247	1261	1275	1289	1303	1317	1331	1346	1360	1375	1390	1405	1420	1436	1451	1467	1483	1499	1515	1531	1548	1565	1581	1598	1616	1633	1650	1668	1686			
Depreciación	0	-1737	-1737	-1737	-1737	-1737	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Amortización	0	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
EBT	597	-563	-490	-476	-462	-448	1303	1317	1331	1346	1360	1375	1390	1405	1420	1436	1451	1467	1483	1499	1515	1531	1548	1565	1581	1598	1616	1633	1650	1668	1686			
IR	-179	0	0	0	0	0	-391	-395	-399	-404	-408	-413	-417	-422	-426	-431	-435	-440	-445	-450	-454	-459	-464	-469	-474	-480	-485	-490	-495	-500	-506			
Net Income	418	-563	-490	-476	-462	-448	912	922	932	942	952	963	973	984	994	1005	1016	1027	1038	1049	1060	1072	1083	1095	1107	1119	1131	1143	1155	1168	1180			
Depreciación	0	1737	1737	1737	1737	1737	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Amortización	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Flujo de Caja Operativo	418	1234	1247	1261	1275	1289	912	922	932	942	952	963	973	984	994	1005	1016	1027	1038	1049	1060	1072	1083	1095	1107	1119	1131	1143	1155	1168	1180			
Inversiones																																		
Gastos Preoperativos	-60																																	
Capex	-8685																																	
Total Inversiones	-8745	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Flujo de Caja Economico S/Perpet.	-8328	1234	1247	1261	1275	1289	912	922	932	942	952	963	973	984	994	1005	1016	1027	1038	1049	1060	1072	1083	1095	1107	1119	1131	1143	1155	1168	1180			
(+) Perpetuidad																															12315			
Flujo de Caja Economico C/Perpet.	-8328	1234	1247	1261	1275	1289	912	922	932	942	952	963	973	984	994	1005	1016	1027	1038	1049	1060	1072	1083	1095	1107	1119	1131	1143	1155	1168	13495			
Servicio de Deuda Neto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30			
Desembolso Deuda	6948	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Amortización Deuda	0	-266	-286	-307	-330	-355	-382	-411	-441	-474	-510	-548	-589	-634	-681	-732	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
escudo Amortizacion Intereses preoperativos																																		
Intereses * (1 - t)	0	-365	-351	-336	-320	-302	-284	-264	-242	-219	-194	-167	-138	-107	-74	-38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Servicio de Deuda Neto	6948	-631	-637	-643	-650	-658	-666	-674	-683	-693	-704	-715	-728	-741	-755	-771	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Flujo de Caja Financiero / Del Accioi	-1379	603	610	618	625	631	246	248	248	249	248	247	245	242	239	234	1016	1027	1038	1049	1060	1072	1083	1095	1107	1119	1131	1143	1155	1168	13495			
TIRe	13.5%																																	
VANe	2083																																	
TIRf	39.9%																																	
VANf	5292	WACC																																

Tabla 5-16. Flujo de caja financiero. Elaboración Propia

5.7.9. Estructura financiera del Proyecto - Servicio de Deuda

La incertidumbre de definición de la estructura de financiera del proyecto nos lleva a evaluar si es realmente atractivo financiar un proyecto de Generación de Energía Renovable en el País. Y tenemos varios argumentos:

- Marco Normativo – Estabilidad Jurídica, existe un marco normativo específico para la promoción y desarrollo de energías Renovables donde el estado es el principal Promotor.
- Mecanismos de Ingreso al Mercado Eléctrico Peruano: El Perú tiene la experiencia de haber llevado a cabo 4 subastas RER para cumplir metas y compromisos de Estado de manera que nos pone en el escaparate de entidades financieristas.
- Recursos Energéticos de talla mundial: Los recursos de talla Mundial probados en Perú son bastas en hidro-energía, Solar, Eólica, Geotermia y Biogas.
- Promociones e Incentivos: El Estado Peruano a través del Ministerio de Energía y Minas y PROINVERSIÓN son los principales promotores de proyectos energéticos, existen planes futuros a nivel energía.
- Beneficios Tributarios y Financieros: Podemos mencionar que desde 2009, cada 2 años se realizaban Subastar RER de acuerdo a los criterios vigentes y cuotas de participación en la Generación
- Instrumentos Financieros Especializados

Según el RECAI (Renewable Energy Country Attractiveness Index) el Perú ocupó el puesto 28 de un ranking de 40 países donde se mide el nivel de atracción para las inversiones en energías renovables, dato a octubre de 2017.³⁴

Asumimos que el proyecto toma deuda del 80% de la inversión, a una tasa de 7.5% en un plazo de 15 años, bajo el esquema de cuotas constantes y anuales.

³⁴ Adolfo Rojas, Socio y Gerente de Desarrollo de Negocios de Sustainablearth Latam
<https://sustainablearth.com>

Podemos ver la estructura de la Deuda, Tasas y Deuda:

Servicio de Deuda (Miles USD)																
Monto de Deuda	-6948															
Tasa	7.5%															
Plazo	15 años															
Cuotas	Constantes y anuales															
Porcentaje de Deuda	80%															
Años	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Desembolso de Deuda	6948															
Deuda 1																
Saldo Inicial	6948	6682	6396	6089	5758	5403	5021	4611	4169	3695	3185	2636	2047	1413	732	
Amortización Deuda	-266	-286	-307	-330	-355	-382	-411	-441	-474	-510	-548	-589	-634	-681	-732	
Intereses	521	501	480	457	432	405	377	346	313	277	239	198	154	106	55	
Saldo Final	6682	6396	6089	5758	5403	5021	4611	4169	3695	3185	2636	2047	1413	732	0	

Tabla 5-17. Estructura de Deuda, Tasas y Deuda. Fuente y Elaboración: Propia

5.7.10. Tasa de Descuento.

Calcular la Tasa de Descuento, usamos el método del WACC (Weighted Average Cost of Capital) y el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model) como imput, donde:

$$WACC = K_e \frac{E}{(E+D)} + K_d \frac{(1-T) D}{(E+D)}$$

K_e : Coste de los Fondos Propios

K_d : Coste de la Deuda Financiera

K : Fondos Propios

D : Deuda Financiera

T : Tasa impositiva

$$Y; \quad CAPM = K_e = R_f + b * [E[R_m] - R_f]$$

R_f : Tasa Libre de Riesgo (Bono soberano)

$E[R_m]$: Rentabilidad Esperada Del Mercado

b : Beta, Riesgo de Mercado de un Activo.

Quizá lo más complejo es la determinación del b , sin embargo la data de la Web del profesor Damodaran facilita encontrar el Beta Desapalancada de las empresas de igual o similar actividad, luego conseguimos el Beta apalancada con $B_e = B_o a [1 + (1 - t) * D/K]$, para finalmente calcular el CAPM

Cálculo de la Tasa de Descuento:	
Tasa Libre de Riesgo (Rf)	5.5%
Rentabilidad Esperada (Rm)	12.00%
Beta desapalancada (Boa)	0.488
Riesgo País	2.00%
Koa	10.7%
Supuesto (D/K)	1.00
$Be = Boa [1 + (1 - t) * D/K]$	
Beta Apalancada (Be)	0.830
Costo del Capital (Ke)	12.9%
Costo de la Deuda (Kd)	7.50%
WACC	9.07%

Tabla 5-18. Determinación de la tasa de descuento. Fuente y Elaboración: Varias/Propia

5.8. Análisis de sensibilidad

En nuestro caso sensibilizamos 3 variables dentro del Modelo Económico Financiero:

- Variación porcentual del Capex: Debido a los riesgos constructivos
- Variación porcentual de la Tarifa: Debido al riesgo Regulatorio
- Variación porcentual de la Radiación Solar: Debido a factores estrictamente ambientales.

5.8.1. Análisis de Sensibilidad: Punto Crítico:

Sensibilizamos las 3 variables antes mencionadas con el método de Punto crítico o Punto Muerto, el criterio fundamental es hacer del punto crítico que el “negocio” No Genera ni Degenere Valor, es decir cuando el VAN=0

Análisis de Sensibilidad: Punto Crítico o punto muerto

Variable	Presupuestado	Break Even Point %	Incremento
Var.% Capex	8,685 M USD	26%	10,949 M USD
Var. % Tarifa	84 USD/MWh	-19%	68 USD/MWh
Var. % Radiación	17,014 MWh	-21%	13,391 MWh

Tabla 5-19. Análisis de Sensibilidad: Punto Crítico. Elaboración: Propia

Utilizando el sistema de regresión del programa excel, podemos hacer que el VAN sea cero, para sensibilizar la variable Costos de Inversión, y obtenemos que el proyecto puede soportar un 26% de incremento en los costos de inversión iniciales, debido a cualquier riesgo constructivo, es decir, el proyecto podría incrementarse a 10.9 MM USD. Sensibilizamos la Tarifa de la Energía (Precios en Barra a Nivel Generación), dado que el riesgo regulatorio por estar a merced del Regulador, puede disminuir en 19%, es decir de 84 USD/KWh a 68 USD/KWh. Finalmente, el proyecto puede soportar una disminución de la radiación Solar y por ende generar energía solar fotovoltaica en -21%, es decir de 17,014 MWh a 13,391 MWh al año.

5.8.2. Análisis de Unidimensional.

De la misma forma podemos analizar las variables independientemente, es decir Unidimensionalmente. Podremos ver el comportamiento del VAN para diferentes variaciones del Capex, Tarifa y Radiación:

Análisis Unidimensional:

		VANE			VANE			VANE
		2,083			2,083			2,083
Var. % Capex	-50%	6,007	Var. % Tarifa	-50%	-3,818	Var. % Radiación solar	-50%	-3,176
	-45%	5,669		-45%	-3,228		-45%	-2,645
	-40%	5,332		-40%	-2,638		-40%	-2,115
	-35%	4,995		-35%	-2,048		-35%	-1,585
	-30%	4,646		-30%	-1,458		-30%	-1,060
	-25%	4,255		-25%	-868		-25%	-532
	-20%	3,820		-20%	-277		-20%	-9
	-15%	3,386		-15%	313		-15%	517
	-10%	2,952		-10%	903		-10%	1,039
	-5%	2,517		-5%	1,493		-5%	1,563
	0%	2,083		0%	2,083		0%	2,083
	5%	1,649		5%	2,673		5%	2,604
	10%	1,215		10%	3,263		10%	3,127
	15%	780		15%	3,854		15%	3,649
	20%	346		20%	4,444		20%	4,170
	25%	-88		25%	5,034		25%	4,691
	30%	-523		30%	5,624		30%	5,213
	35%	-957		35%	6,200		35%	5,730
	40%	-1,391		40%	6,734		40%	6,232
	45%	-1,825		45%	7,253		45%	6,703
	50%	-2,260		50%	7,766		50%	7,165

Tabla 5-20. Análisis Unidimensional. Elaboración Propia

Análisis de Sensibilidad - Bidimensional: Var.% Capex VS Var. % Tarifa, donde los valores positivos significan el que VAN Genera valor y en contrato los valores de VAN negativo.

VAN	Var. % Tarifa																					
	2083	-50%	-45%	-40%	-35%	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Var.% Capex	-50%	524	1115	1705	2295	2885	3432	3954	4467	4980	5493	6007	6520	7033	7546	8059	8572	9086	9599	10112	10625	11138
	-45%	90	680	1270	1861	2451	3041	3603	4130	4643	5156	5669	6183	6696	7209	7722	8235	8748	9262	9775	10288	10801
	-40%	-344	246	836	1426	2016	2607	3197	3773	4305	4819	5332	5845	6359	6872	7385	7898	8411	8924	9438	9951	10464
	-35%	-778	-188	402	992	1582	2172	2763	3353	3938	4476	4995	5508	6021	6535	7048	7561	8074	8587	9100	9614	10127
	-30%	-1213	-623	-32	558	1148	1738	2328	2918	3509	4098	4646	5171	5684	6197	6711	7224	7737	8250	8763	9276	9790
	-25%	-1647	-1057	-467	123	714	1304	1894	2484	3074	3664	4255	4817	5347	5860	6373	6887	7400	7913	8426	8939	9452
	-20%	-2081	-1491	-901	-311	279	869	1460	2050	2640	3230	3820	4410	4987	5519	6036	6549	7063	7576	8089	8602	9115
	-15%	-2516	-1925	-1335	-745	-155	435	1025	1616	2206	2796	3386	3976	4566	5151	5690	6212	6725	7238	7752	8265	8778
	-10%	-2950	-2360	-1770	-1179	-589	1	591	1181	1771	2362	2952	3542	4132	4722	5311	5861	6388	6901	7414	7928	8441
	-5%	-3384	-2794	-2204	-1614	-1024	-433	157	747	1337	1927	2517	3108	3698	4288	4878	5468	6032	6563	7077	7590	8104
	0%	-3818	-3228	-2638	-2048	-1458	-868	-277	313	903	1493	2083	2673	3263	3854	4444	5034	5624	6200	6734	7253	7766
	5%	-4253	-3663	-3072	-2482	-1892	-1302	-712	-122	469	1059	1649	2239	2829	3419	4010	4600	5190	5780	6364	6905	7429
	10%	-4687	-4097	-3507	-2917	-2326	-1736	-1146	-556	34	624	1215	1805	2395	2985	3575	4165	4756	5346	5936	6524	7076
	15%	-5121	-4531	-3941	-3351	-2761	-2171	-1580	-990	-400	190	780	1370	1961	2551	3141	3731	4321	4911	5502	6092	6682
	20%	-5556	-4965	-4375	-3785	-3195	-2605	-2015	-1424	-834	-244	346	936	1526	2117	2707	3297	3887	4477	5067	5657	6248
	25%	-5990	-5400	-4810	-4219	-3629	-3039	-2449	-1859	-1269	-678	-88	502	1092	1682	2272	2863	3453	4043	4633	5223	5813
	30%	-6424	-5834	-5244	-4654	-4064	-3473	-2883	-2293	-1703	-1113	-523	68	658	1248	1838	2428	3018	3609	4199	4789	5379
	35%	-6859	-6268	-5678	-5088	-4498	-3908	-3318	-2727	-2137	-1547	-957	-367	223	814	1404	1994	2584	3174	3764	4355	4945
	40%	-7293	-6703	-6112	-5522	-4932	-4342	-3752	-3162	-2571	-1981	-1391	-801	-211	379	970	1560	2150	2740	3330	3920	4511
	45%	-7727	-7137	-6547	-5957	-5366	-4776	-4186	-3596	-3006	-2416	-1825	-1235	-645	-55	535	1125	1716	2306	2896	3486	4076
	50%	-8161	-7571	-6981	-6391	-5801	-5211	-4620	-4030	-3440	-2850	-2260	-1670	-1079	-489	101	691	1281	1871	2462	3052	3642

Tabla 5-21. Análisis Bidimensional. Elaboración Propia

5.9. Análisis Social y Político

De nuestra visita a Iquitos (02 veces este año), hemos recogido malestar en la población porque han existido interrupciones del servicio a fines del 2017 las cuales se han superado en el transcurso del 2018, pero algunos medios locales (prensa escrita), siempre están cuestionando el por qué el Gobierno adjudico un proyecto de generación FOSIL, incrementando la dependencia del petróleo o incentivando una mayor contaminación cuando debió considerar otras alternativas ya disponibles en los años recientes, como generación renovable, por tanto vemos aceptable desde la población una alternativa “verde” siempre y cuando se realice un trabajo de campo previo, acompañando y orientando a la población en estas tecnologías sobre ventajas, bondades y mejora en todo sentido.

Desde el punto de vista político, no vemos decisión política en la actual gestión para sacar adelante este tipo de proyectos de forma propia por lo cual se recomienda promoción vía la academia, los inversionistas privados, los agentes tecnológicos y la sociedad civil para presionar un cambio viable, eco amigable y que brinde más seguridad al sistema eléctrico de Iquitos al hacer su mix más amplio, hoy 100% reducido a Diesel.

5.10. Análisis Ambiental

Con el aporte de este proyecto RER solar, se conseguiría reducir el porcentaje de energía producida por GENRENT en un 5.5%, por ende el consumo de combustible residual en las mismas proporciones.

Según los despachos obtenidos por Petro Perú en planta Iquitos a la estación de GENRENT, anualmente se despacha casi 17 millones de galones de petróleo Residual, considerando que la energía RER solar aportaría un 5.5% de la energía convencional se tendría 3.59 millones de litros de petróleo residual. Teniendo en consideración que el equivalente a quemar residual es de 2.47 kg de CO₂/litro, se tendría casi 9 mil toneladas de CO₂ anuales que se podría ahorrar con el desarrollo de este proyecto.

Residual	2.47	kg CO ₂ /litro
Consumo Residual anual	17.10	MM Galones
Consumo Residual anual	64.72	MM Litros
Equivalente de CO ₂	159,934.71	Toneladas CO ₂

Tabla 5-22. Emisiones de toneladas CO₂, condición actual.

Residual	2.47	kg CO2/litro
Consumo Residual anual	16.15	MM Galones
Consumo Residual anual	61.13	MM Litros
Equivalente de CO2	151,063.90	Toneladas CO2

Tabla 5-23. Emisiones de toneladas CO2, propuesta usando RER NC.

5.11. Análisis de emplazamiento

Para definir la ubicación apropiada de la CSF Iquitos 10 MW, primero detallamos el contexto geográfico, a continuación, se muestra la red eléctrica desde Moyobamba a Iquitos en la cual se puede observar la dificultad geográfica para poder implementar algún proyecto de interconexión debido a la densa vegetación y la imposibilidad de atravesar los parques de reserva natural.

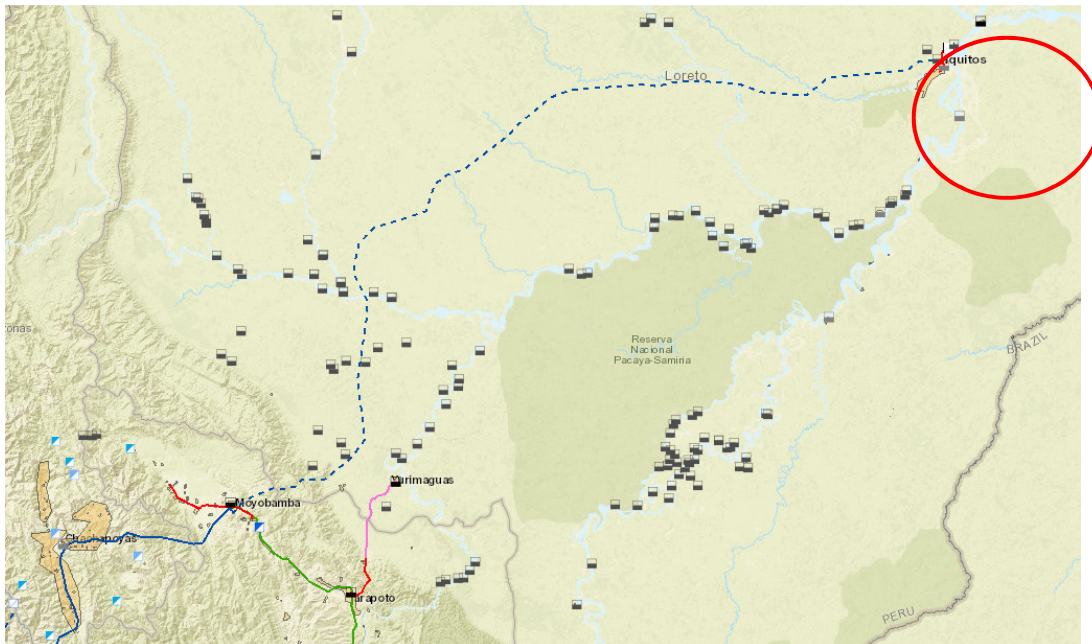


Gráfico 5-11. Proyección de la línea de interconexión Moyobamba Iquitos en 220KV Fuente: Mapa Minero-Energético del Osinergmin.

Ampliando la imagen, nos centramos en la red eléctrica de Iquitos, la cual representa el sistema aislado más grande del país.

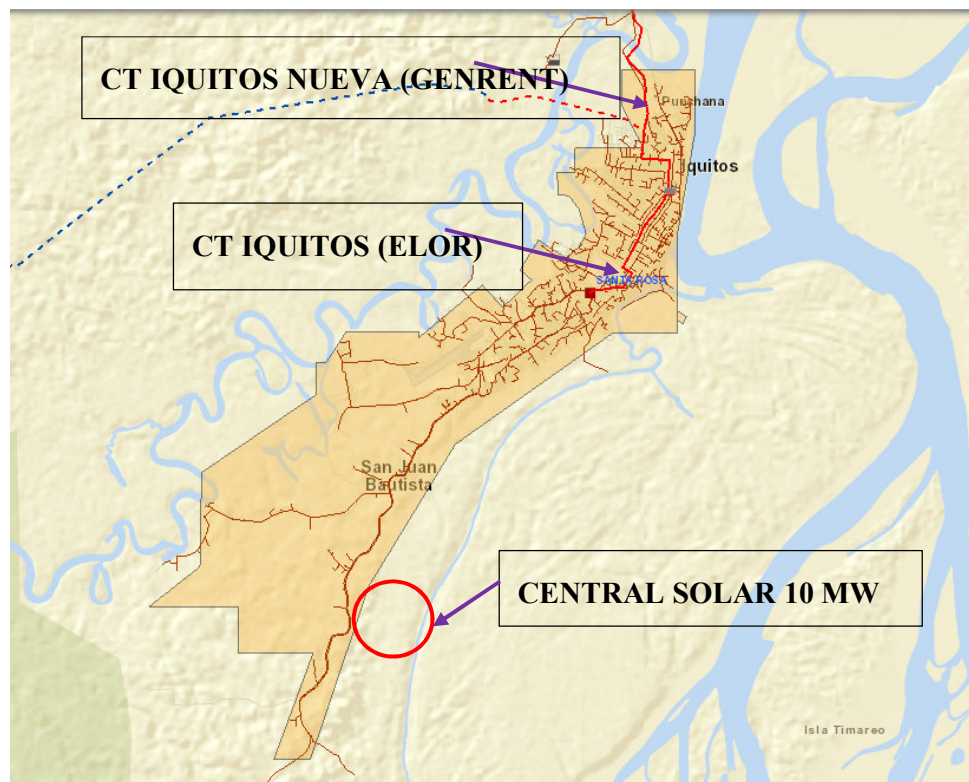


Gráfico 5-12. Posible ubicación de la Central solar de 10MW

La Central solar de Iquitos 10 MW se ubicará en el trayecto de la carretera Iquitos-Nauta, considerando el terreno plano requerido para este tipo de proyectos. Así mismo, se ha contactado con el propietario del terreno en una visita a campo, en la cual se ha valorizado el terreno (Anteriormente se tenía la actividad de cementera).

5.12. Análisis de casos de éxito en la región

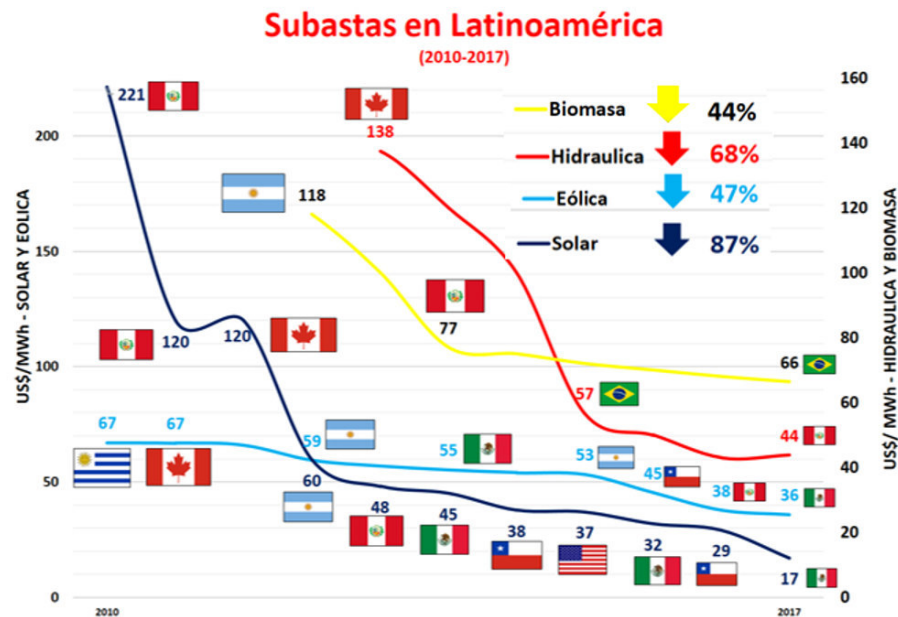


Gráfico 5-13. Evolución del precio de energía en Latinoamérica. Fuente EIA

Si expandimos el análisis más allá del vecino del Sur, nos percatamos que Uruguay, México, Canadá, USA, y otras naciones nuevas en esto como Argentina ya empiezan a adelantarnos, la pregunta ya no cabe aquí, lo que corresponde es una acción decidida del Gobierno para poner en valor nuestro enorme potencial renovable, que consta en los Anexos: eólico, solar, geotermia, hidroelectricidad, otros.

5.13. Análisis de matriz de riesgos

Se encuentran los siguientes riesgos.

TIPO RIESGO	DESCRIPCION DEL RIESGO	RESPONSABLE	MITIGACION
<i>Político</i>	Interconexión del Sistema Aislado de Iquitos al SEIN.	MEM - Osinergmin	Plantear escenarios de decisión entre operar de manera aislada y/o operar de forma interconectada al SEIN.
<i>Regulatorio</i>	Modificación a la ley MCSA. Desincentivo a energías renovables que operan fuera del SEIN.	MEM - Osinergmin	Plantear en el contrato entre el generador RER y el Estado, la estabilidad de las condiciones contractuales, los alcances y limitantes que podría tener la tecnología RER, de manera que no sobrevenga perjuicio al nuevo agente.
	Falta de MCSA para la remuneración del proyecto. Aumento del costo WTI, a valores por encima de lo establecido.		Establecer cláusula de equilibrio económico financiero del contrato por la causalidad prevista como riesgo regulatorio
<i>Ambientales</i>	Modificación del paisaje. Alteración de los niveles de ruido como consecuencia de la movilización del personal, equipos, tierras, etc.	Generador RER	Sensibilizar a la población aledaña de la zona de influencia la central RER.
	Contaminación Visual		Incluir en el Diseño del Proyecto un Cerco Vivo
<i>Climáticos</i>	Posible variación de la radiación solar de Iquitos debido a fenomenología meteorológica, con respecto a los estudios considerados. Problemas de cimentación en las zonas de emplazamiento, en la temporada de lluvias.	Fuerza Mayor	El operador RER debe considerar los costos que representen hechos de caso fortuito o fuerza mayor en el desarrollo del proyecto, evitando así paralizaciones debido a problema de esta naturaleza durante la operación.
<i>Sociales</i>	Oposición e insurgencia de comunidades o pueblos originarios comprendidos en la zona de influencia del proyecto, resistencia a la nueva tecnología aplicada en la zona.	Gobierno Regional y Central	Dialogo y Propuesta sostenibles a tratar con los representantes de las comunidades, alineándolos a los propósitos del proyectos evidenciando bajo riesgo ambiental de la tecnología RER.

<i>Económicos financieros</i>	<p>Aumento de costos debido a la baja calidad de la red. (transformadores, líneas y barras cargadas al máximo de su capacidad)</p> <p>Aumento en los costos de transporte debido a la navegabilidad en el río Amazonas.</p>	Generador RER MEM- REGULADOR	<p>Posibilidad de incluir en el contrato cláusulas previsoras por sobre los imprevistos costes de ejecución originados por factores no atribuibles al concesionario RER pero imputables a los agentes que operan en el sistema aislados que funcionan como beneficiarios de la tecnología RER</p>
<i>Técnico</i>	<p>Cierre de la refinería de Talara.</p> <p>Debilidad de la red eléctrica que presente perturbaciones o intermitencia frente a la recepción de la carga de origen RER.</p> <p>Colusión del generador térmico o impedimento en el despacho la energía RER.</p>	MEM ELOR REGULADOR	<p>Prever esta circunstancia de manera autoregulada en el contrato de concesión o contrato de suministro a celebrarse con la generadora RER.</p> <p>Establecer un mecanismo de compensación y/o procedimiento de reconocimiento de carga pese a no encontrarse en disponibilidad de ingreso a red por problemas técnicos de apertura bloqueos provocados.</p>

Tabla 5-24. Matriz de riesgos.

5.14. FODA

OPORTUNIDADES.

- Crecimiento económico e incremento de la demanda energética en 9% anual
- Proyección del sector energético en desarrollar nuevos proyectos en infraestructura eléctrica a nivel nacional.
- Disposición del Gobierno Central, Regional y Local en invertir en proyectos energéticos.
- Diversificación de la Matriz Energética de Iquitos con la inclusión de fuentes de generación con recursos energéticos renovables no convencionales.
- Acceso al financiamiento de inversiones en generación RERs con fuentes de capital de origen privado
- Celebración de Asociaciones Público - Privadas para iniciativas de desarrollo y expansión del suministro eléctrico.

- Acceso a nuevas tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica.
- Disponibilidad de recursos naturales en particular de radiación solar con índices de producción de 4.5 KWh/m².
- Acceso a Mecanismo de Compensación de sistemas Aislados como incentivo para el retorno de la inversión a través de un ingreso garantizado.

AMENAZAS

- Injerencia política y marco normativo burocrático e inadecuado, que limitan la gestión empresarial
- Insurgencia de conflictos sociales y ambientales en las zonas de influencia donde se ejecutan los proyectos de inversión.
- Demora en la obtención de la permisología en materia ambiental y de operación.
- Criterios de ineficiencias por los operadores de los Gobiernos Regionales y Locales por el cumplimiento de la normativa de calidad en el suministro eléctrico
- Continuidad de modelo tarifario que no reconoce costos fijos ni potencia firme.

FORTALEZAS

- Ingresos de nuevas tecnologías para generar energía con recursos renovables.
- Capacidad de financiamiento directo por parte de inversionistas nacionales y extranjeros que podrían a apalancar el proyecto en caso se acceda a mecanismo de compensación y una tarifa garantizada.
- Matriz Energética diversificada que permite la inclusión de generación de energías renovables no convencionales.
- Expertis en el desarrollo de proyectos solares superiores a 30 MW/h en zonas con menor radiación y rendimiento de Kwh/m²

DEBILIDADES

- Infraestructura eléctrica pendiente de mejoras con altos índices de fallas y salidas de servicio
- Ineficientes sistemas operativos de gestión del suministro eléctrico que afectan la continuidad y calidad del servicio.
- Gestión de Responsabilidad Social Empresarial incipiente

- Débil control en la implementación de planes de reducción de pérdidas de energía.
- Emisiones de Toneladas de CO₂ por la generación de Energía mediante turbogeneradores con la consecuente afectación al medioambiente en especial a la capa de ozono

Analizando la matriz FODA puede determinarse que ELOR Y GENRENT deben considerar en sus planes de desarrollo la conformación de un mix de generación, de manera de mejorar la confiabilidad del sistema de generación, garantizar la atención de la demanda de energía y potencia del sistema eléctrico aislado de Iquitos.

CAPITULO V: CONCLUSIONES

Por lo fundamentos expuesto, se aceptan o se rechazan las hipótesis planteadas en la tesis:

Hipótesis 1:

La actual producción eléctrica del Sistema Aislado de Iquitos en base de Residual 6 y Diesel podría ser reemplazada mediante generación de electricidad proveniente de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en la misma zona geográfica con poca inversión y sin afectar la seguridad energética con lo cual también se reduciría la actual huella de carbono actual.

H1: Hipótesis Aceptada.

Los resultados alcanzados confirman la hipótesis de ingreso de un nuevo operador en el Sistema Aislado de Iquitos, con energía renovable solar, con un precio de energía de 83\$/MWh, coste menor al actualmente sufragado, lo que permite a dicho sistema ser más económico para el Estado en términos de tarifa y utilización del Mecanismo de Compensación aplicado a favor de GENRENT con fuente fósil.

El ahorro anual por la inclusión de dicha tecnología es mayor a S/.3 Millones anuales, con un horizonte de 30 años (periodo de vida del proyecto solar fotovoltaico) es decir, S/.91 Millones, con una inversión para la Planta Solar Fotovoltaica de 10MW de S/.28 Millones, sólo con los ahorros proyectados se paga en el año 9.

Hipótesis 2:

Sería viable para el Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos recibir nuevas cargas de energía proveniente de fuentes con Recurso Energéticos

Renovables no Convencionales sin producir perturbaciones operativas en la red de dicho sistema.

H2: Hipótesis Aceptada.

El estudio de pre-operatividad demuestra que, al ingresar la energía eléctrica proveniente de una Planta Solar Fotovoltaica en Iquitos, no se genera ningún efecto adverso en la actual red eléctrica de dicho sistema.

Establecer mejores planes de redundancia en la red eléctrica conjuntamente entre los operadores: ELOR y GENRENT, tendría como efecto flexibilidad en la red, de invertirse en infraestructura con una Planta Solar Fotovoltaica, se tendría mayor capacidad de instalación para el crecimiento de la demanda. Además, la entrada en operación de una nueva central eléctrica solar con una capacidad de potencia 10MW, no generará costos adicionales a la operación normal de GENRENT. Los grupos de generación a residual operarán entre sus valores mínimos y máximos, conforme a su ficha técnica.

Hipótesis 3:

El Mecanismo de Compensación usado para remunerar las inversiones en el Sistema Aislado de Iquitos sería más eficiente con la inclusión de fuentes de generación Renovables no Convencionales.

H3: Hipótesis Aceptada.

Se demuestra la optimización del Mecanismo de Compensación para el Sistema Aislado de Iquitos (MCSAI), dado que, al ingresar un nuevo agente al sistema aislado no irroga mayor cantidad de subsidio, por el contrario, éste se hace más eficiente, dado que el MCSAI reduce el subsidio destinado a GENRENT por la energía residual que deja de generar gracias al aporte de la energía solar fotovoltaica de la nueva planta.

Hipótesis 4:

Es posible el ingreso de una generación renovable no convencional en el Sistema Aislado de Iquitos con la normativa vigente o podría mejorarse

la regulación para hacer atractiva la inclusión de este tipo de generación que disminuya la generación fósil contaminante.

H4: Hipótesis Aceptada.

Desde el punto de vista regulatorio normativo es viable el ingreso de un nuevo agente al mercado de generación de Iquitos, dado que el Decreto Legislativo 1002 confiere incentivos que promueven la inversión a partir de Recursos Energéticos Renovables No Convencionales, entre los cuales está comprendido la generación solar fotovoltaica; asimismo, considerando que la Política Energética Nacional del Perú comprende el acceso universal al suministro energético, el Estado facilita una política estable de precios y tarifas que compensen costos eficientes que incentiven la inversión, subsidiando de manera temporal y focalizada los costos medios de la energía solar en zonas como el caso del Sistema Aislado de Iquitos, empleando el mecanismo de compensación para dicho sistema y/o el impulso de una subasta RER Regional conforme a lo previsto en el Decreto Legislativo N° 1002, no obstante efectuando algunas precisiones regulatorias.

CAPITULO V: RECOMENDACIONES

- Plantear al Ministerio de Energía: Dirección de Eficiencia Energética y al Gobierno Regional de Loreto: Dirección Regional de Energía y Minas, y Dirección Ejecutiva de Gestión Ambiental el desarrollo de la instalación de una Planta Fotovoltaica en Iquitos, viable técnico-económico-regulatoria-socialmente como “proyecto piloto” que inicie una transición energética para Iquitos hacia las Energías verdes.
- Precisar que dentro del marco normativo vigente puede realizarse una subasta de energía renovable en reemplazo paulatino (proyecto piloto) de generación contaminante por generación “verde”, y sugerir la estructura del proceso de subasta con criterios de evaluación: Resiliencia, Complementariedad de los Recursos, Seguridad Energética Regional, Reducción de Emisiones; o plantear la celebración de un contrato directo de suministro entre ELOR-GENRENT y la empresa a cargo de la nueva planta solar.
- Promover y dictar seminarios en las Universidades de Iquitos y espacios abiertos a la sociedad civil sobre la necesidad de un cambio en la matriz de generación en el sistema aislado de Iquitos, hacia las energías renovables no convencionales con énfasis en la Fotovoltaica.
- Implementar para el mercado eléctrico de Iquitos, un nuevo agente del mercado encargado de programar el despacho, independiente de los nuevos operadores de generación frente al distribuidor, a fin de garantizar el despacho de la energía solar.
- Utilizar los bonos verdes para promover el financiamiento del proyecto, pudiendo recurrir a los programas NAMA vía el GEF (Global Environment Facility). Bank of America, Banco Europeo de Inversiones, Banco Mundial (IFC), etc.
- Incentivar la inclusión de nuevos agentes en la matriz de generación del sistema aislado de Iquitos a fin de disminuir los costos de generación que son trasladados directamente al usuario final y por otro lado disminuir los fondos destinados a cubrir el diferencial de los precios en barra como es el Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados que finalmente es financiado por todos los usuarios del sistema interconectado nacional (SEIN).

BIBLIOGRAFÍA

- Barba Romero, S., & Pomerol, J. (1997). Decisiones multicriterio: fundamentos teóricos y utilización práctica". Madrid: Universidad Alcalá de Henares.
- CFE. (2008). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR). México.
- Córdoba Bueno, M. (2004). Metodología para la toma de decisiones. Madrid: De lta, publicaciones universitarias.
- Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2015) Aplicación de la tarifa única de distribución. Lima: Osinergmin.

NORMATIVA

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctrica y su Reglamento
- Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento
- Ley 28832 Ley que crea el MCSA y su Reglamento, destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por dichos sistemas, mediante la compensación de una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- Resolución Suprema N° 048-2012-EF, publicada el 17 de julio de 2012, ratificó la modificación del Plan de Promoción de la Inversión Privada del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión de reserva fría de generación, el Proyecto “Suministro de Energía para Iquitos”. Como consecuencia de la adjudicación de la buena pro, otorgada a la empresa GenRent del Perú S.A.C. (“Genrent”) en el año 2013.
- Decreto Legislativo N° 1310, que planteaba requisitos de evaluación previos a la emisión de determinadas normas, los cuales se precisaron a través del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 075-2017-PCM y el Manual aprobado mediante Resolución Ministerial N° 196-2017-PCM, emitidos en los meses de julio y agosto de 2017, se dictaron criterios particulares de aplicación para el Proyecto “Suministro de Energía para Iquitos”, mediante Resolución N° 060-2017-OS/CD.
- Decreto Legislativo N° 1041, crea un cargo a ser incluido en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión; y en su condición de sistema

aislado, a través de los Precios en Barra fijados para los Sistemas Aislados y de los fondos del Mecanismo de Compensación para los Sistemas Aislados (“MCSA”) creado por la Ley.

- Resolución Osinergmin N° 167-2007-OS/CD y modificatorias, se aprobó la Norma “Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados”.
- Resolución Ministerial N° 087-2017-MEM/DM, se aprobó el último monto específico del periodo mayo 2017 – abril 2018, por la suma de S/ 160 829 691.00 (Ciento Sesenta Millones Ochocientos Veintinueve Mil Seiscientos Noventa y Uno y 00/100 Soles), para el MCSA.
- Resolución N° 261-2016-OS/CD.
- Informe N° 027-2018-GRT 5 y el Informe 051-2007-GART

ANEXOS

- Anexo I- Opinión de Expertos
- Anexo II – Análisis de Stakeholders
- Anexo III – Estudio de pre Operatividad
- Anexo IV -Regulación Línea de Tiempo 1992 – 2018
- Anexo V –Mapa de Stakeholders

Anexo I- Opinión de Expertos

Agurto, Ernesto
Cauti, Alán
Ortiz, Luis
León, Frank
Sandoval, Miguel

ANÁLISIS DEL INGRESO DE UNA CENTRAL DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE 10MW CON FUENTES
RENOVABLES NO CONVENCIONALES COMO PROYECTO
PILOTO PARA EL SISTEMA AISLADO DE IQUITOS
Magister Gestión Energía – ESAN 2016-2018
DISCENTES

Santiago de Surco, 13 de julio de 2018

Señor:
Carlos Vargas Tapia
Gerente de Proyectos Electro Oriente
Iquitos, Loreto
Lima.-

Asunto : Propuesta Académica de Proyecto de Generación Fotovoltaica en el Sistema
Aislado de Iquitos
Referencias: Tesis de Grado Magister Gestión de Energía – ESAN

Estimado Señor:

Los suscritos, somos estudiantes del Magister de Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, venimos desarrollando una tesis de investigación titulada *“Análisis del Ingreso de una Central de Generación Eléctrica de 10MW con Fuentes Renovables No Convencionales Como Proyecto Piloto para el Sistema Aislado de Iquitos”*.

Dentro de los escenarios que venimos estudiando para la puesta en valor de dicha investigación, se encuentra el ingreso al mercado eléctrico de Iquitos de un nuevo agente de generación que permita contribuir, en términos de competencia, al referido sistema aislado en beneficio directo de la población en la zona.

La propuesta se encuentra diseñada considerando mecanismos de compensación y estímulos regulatorios permitidos por el Estado Peruano para este tipo de iniciativas, siendo así y dado que dentro de los stakeholders identificados se encuentra la agencia administrativa que usted dirige, le rogamos nos conceda la oportunidad de una reunión de trabajo donde nos permita exponer los fundamentos de nuestra iniciativa académica esperando también sea de su interés.

Adjunto se servirá encontrar material de apoyo que sustenta nuestra presentación.

Agradecemos muchísimo el apoyo a nuestra labor discente y apreciaremos su ponderada opinión de experto sobre el tema que nos ocupa.

Reciban un cordial saludo de,

RV: ESAN Tesis sobre Central Fotovoltaica en Iquitos - Solicitud de reunión Viernes 13/7

Recibidos



Carlos Eduardo Vargas Tapia <cvargas@elor.com.pe>

vie., 13
jul. 8:33

para mí, Hugo

Estimado

Los esperamos el día sábado 14 del presente a primera hora por favor 9 a.m.

Atentamente,

Carlos Vargas Tapia
Gerente de Proyectos (e)

Av. Freyre N° 1168 | Iquitos | Loreto | Perú
Telf: (065) 253500 Anexo 1130
Celular 990482108
E-mail: cvargas@elor.com.pe
Website: www.elor.com.pe

De: Hugo Condor Santiago

Enviado el: miércoles, 11 de julio de 2018 8:22 a. m.

Para: Carlos Eduardo Vargas Tapia <cvargas@elor.com.pe>

Asunto: RE: ESAN Tesis sobre Central Fotovoltaica en Iquitos - Solicitud de reunión Viernes 13/7

De acuerdo.

Atte.

HCS

De: Carlos Eduardo Vargas Tapia

Enviado el: miércoles, 11 de julio de 2018 8:21 a. m.

Para: Hugo Condor Santiago

Asunto: RV: ESAN Tesis sobre Central Fotovoltaica en Iquitos - Solicitud de reunión Viernes 13/7

Estimado

Considero q podemos atenderlos el sábado, TU Q DICES

ATTE

CAVATA

De: Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN [1001347@esan.edu.pe]

Enviado: martes, 10 de julio de 2018 16:36

Para: Carlos Eduardo Vargas Tapia; Hugo Condor Santiago

Asunto: Re: ESAN Tesis sobre Central Fotovoltaica en Iquitos - Solicitud de reunión Viernes 13/7

Estimados Ing. Vargas e Ing. Condor,

Se cambio la visita de viernes 13 a **sábado 14 y domingo 15**, entiendo que es difícil pero será posible que nos atiendan (iran solo 2 personas), el sábado en la mañana o tarde? de preferencia, pero también podría ser el domingo. Dependemos totalmente de vuestra comprensión y disponibilidad.

Podria ser un desayuno o almuerzo, o entre comidas.
Agradecemos sus comentarios.

Slds.
Luis A. Ortiz
997514512

El 27 de junio de 2018, 14:19, Carlos Eduardo Vargas Tapia
<cvargas@elor.com.pe> escribió:
Estimado Luis
Por mi parte conforme, para apoyarlos.

Atentamente,

Carlos Vargas Tapia
Gerente de Proyectos (e)

Av. Freyre N° 1168 | Iquitos | Loreto | Perú
Telf: (065) 253500 Anexo 1130
Celular 990482108
E-mail: cvargas@elor.com.pe
Website: www.elor.com.pe

De: Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN [mailto:1001347@esan.edu.pe]
Enviado el: miércoles, 27 de junio de 2018 11:46 a. m.
Para: Carlos Eduardo Vargas Tapia <cvargas@elor.com.pe>; Hugo Condor Santiago <hcondor@elor.com.pe>
CC: ALAN MÁXIMO CAUTI <1615506@esan.edu.pe>
Asunto: ESAN Tesis sobre Central Fotovoltaica en Iquitos - Solicitud de reunión Viernes 13/7

Estimados Ing. Vargas e Ing. Córdor,

Reciban nuestro cordial saludo desde la Universidad ESAN de Lima, el pasado 13/4 mis compañeros y yo visitamos las Oficinas de ELOR y felizmente pudimos reunirnos con Uds. para comentarles nuestro proyecto de Tesis "Central Fotovoltaica para Iquitos", a esta fecha hemos tenido un gran avance gracias a las fructíferas conversaciones que sostuvimos con diferentes funcionarios de ELOR donde nos orientaron del como trabajar el proyecto. Dándole seguimiento al proyecto estamos preparando una siguiente visita para el prox. viernes 13/7 y queríamos saber si podrían regalarnos unos minutos de su tiempo por la mañana o por la tarde, nosotros nos acomodamos a su agenda.

En esta oportunidad es posible que nos acompañe un profesor de ESAN, ciudadano español que dicta el curso de Project Finance, quien se encuentra muy interesado en el desarrollo de nuestra Tesis.

Quedamos pendiente y agradecemos de antemano su atención.
Cordial saludo.

Luis A. Ortiz E.
+51 997514512

...

[Mensaje recortado] [Ver todo el mensaje](#)

Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN <1001347@esan.edu.pe>

vie., 13
jul. 9:25

para Carlos, Hugo

Estimado Ing. Vargas,

Muchas gracias por su tiempo, lo visitamos en su oficina.
Cordial saludo.

Luis A. Ortiz E.
997514512

Agurto, Ernesto
Cauti, Alán
Ortiz, Luis
León, Frank
Sandoval, Miguel

ANÁLISIS DEL INGRESO DE UNA CENTRAL DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE 10MW CON FUENTES
RENOVABLES NO CONVENCIONALES COMO PROYECTO
PILOTO PARA EL SISTEMA AISLADO DE IQUITOS
Magister Gestión Energía – ESAN 2016-2018
DISCENTES

Santiago de Surco, 07 de agosto de 2018

Señor:
Cesar Butrón
Presidente del Directorio del COES
Lima.-

Asunto : Propuesta Académica de Proyecto de Generación Fotovoltaica en el Sistema
Aislado de Iquitos
Referencias: Tesis de Grado Magister Gestión de Energía – ESAN

Estimado Señor:

Los suscritos, somos estudiantes del Magister de Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, venimos desarrollando una tesis de investigación titulada *“Análisis del Ingreso de una Central de Generación Eléctrica de 10MW con Fuentes Renovables No Convencionales Como Proyecto Piloto para el Sistema Aislado de Iquitos”*.

Dentro de los escenarios que venimos estudiando para la puesta en valor de dicha investigación, se encuentra el ingreso al mercado eléctrico de Iquitos de un nuevo agente de generación que permita contribuir, en términos de competencia, al referido sistema aislado en beneficio directo de la población en la zona.

La propuesta se encuentra diseñada considerando mecanismos de compensación y estímulos regulatorios permitidos por el Estado Peruano para este tipo de iniciativas, siendo así y dado que dentro de los stakeholders identificados se encuentra la agencia administrativa que usted dirige, le rogamos nos conceda la oportunidad de una reunión de trabajo donde nos permita exponer los fundamentos de nuestra iniciativa académica esperando también sea de su interés.

Adjunto se servirá encontrar material de apoyo que sustenta nuestra presentación.

Agradecemos muchísimo el apoyo a nuestra labor discente y apreciaremos su ponderada opinión de experto sobre el tema que nos ocupa.

Reciban un cordial saludo de,

De: Cesar Butron [mailto:cbutron@coes.org.pe]
Enviado el: martes, 07 de agosto de 2018 09:33 a.m.
Para: 1001347@esan.edu.pe
CC: Kenny Vergara <kenny.vergara@coes.org.pe>
Asunto: RE: Reunion con Cesar Butron - Caso PV Iquitos

Este jueves a las 12:00

Saludos.

Kenny Vergara <kenny.vergara@coes.org.pe>

7 ago.
2018
11:31

para mí, Cesar

Muy buenos días Sr. Ortiz,
La dirección es la siguiente:
Calle Esquilache N° 371, oficina 1202 – San Isidro

Saludos Cordiales,

Kenny Vergara

Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN <1001347@esan.edu.pe>

9 ago.
2018
13:42

para Cesar,

Estimado Ing. Butron,

Quiero agradecerle sobremanera su atención este mediodía así como las recomendaciones que gentilmente nos brindo para un mejor análisis de la Tesis escogida.

Una vez mas lo felicito por la reciente re-elección al frente del COES y le deseo los mejores éxitos en su nueva gestión.

Hasta la próxima oportunidad en la que le compartiremos los avances.
Cordial saludo.

Agurto, Ernesto
Cauti, Alán
Ortiz, Luis
León, Frank
Sandoval, Miguel

ANÁLISIS DEL INGRESO DE UNA CENTRAL DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE 10MW CON FUENTES
RENOVABLES NO CONVENCIONALES COMO PROYECTO
PILOTO PARA EL SISTEMA AISLADO DE IQUITOS
Magister Gestión Energía – ESAN 2016-2018
DISCENTES

Santiago de Surco, 22 de octubre de 2018

Señor:
Raúl Díaz
Gerente General de Genrent
Lima.-

Asunto : Propuesta Académica de Proyecto de Generación Fotovoltaica en el Sistema
Aislado de Iquitos

Referencias: Tesis de Grado Magister Gestión de Energía – ESAN

Estimado Señor:

Los suscritos, somos estudiantes del Magister de Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, venimos desarrollando una tesis de investigación titulada *“Análisis del Ingreso de una Central de Generación Eléctrica de 10MW con Fuentes Renovables No Convencionales Como Proyecto Piloto para el Sistema Aislado de Iquitos”*.

Dentro de los escenarios que venimos estudiando para la puesta en valor de dicha investigación, se encuentra el ingreso al mercado eléctrico de Iquitos de un nuevo agente de generación que permita contribuir, en términos de competencia, al referido sistema aislado en beneficio directo de la población en la zona.

La propuesta se encuentra diseñada considerando mecanismos de compensación y estímulos regulatorios permitidos por el Estado Peruano para este tipo de iniciativas, siendo así y dado que dentro de los stakeholders identificados se encuentra la agencia administrativa que usted dirige, le rogamos nos conceda la oportunidad de una reunión de trabajo donde nos permita exponer los fundamentos de nuestra iniciativa académica esperando también sea de su interés.

Adjunto se servirá encontrar material de apoyo que sustenta nuestra presentación.

Agradecemos muchísimo el apoyo a nuestra labor discente y apreciaremos su ponderada opinión de experto sobre el tema que nos ocupa.

Reciban un cordial saludo de,

Tesis Master en Gestion de la Energia - Planta Fotovoltaica p/Iquitos

Recibidos

Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN <1001347@esan.edu.pe>

lun., 22
oct.
11:58

para raul.diaz

Estimado Raul,

Le escribe el Ing. CIP Luis A. Ortiz, tesista de ESAN bajo la coordinacion del Ing. Edwin Quintanilla, aparte soy Country Manager de una de las empresas del Grupo español ACS Industrial: Grupo ETRA.

Le escribo para solicitarle una breve reunion esta semana, de preferencia despues de las 5pm donde pueda brevemente explicarle por que mi equipo considera la implementacion de una Planta PV en iquitos y cual es la apreciacion de GENRENT sobre este caso academico.

Le comento que hemos tenido entrevistas con personal del Osinergmin, MEM y ELOR en Iquitos por lo cual creemos que entendemos bien el contexto, sin embargo nadie mejor que Ud. y Genrent para brindarnos otra arista que incorporar a este caso academico.

Quedo muy pendiente de su amable y pronta respuesta.
Cordial saludo.

Luis A. Ortiz
+51 997514512



Raul Diaz Diaz

lun., 22
oct.
16:11

para mí, Raul

Hola Luis,

¿Puedes el jueves a las 5pm?

Saludos.
Raúl.

Raul Diaz Diaz
Gerente General | General Manager
Genrent del Peru

+51 1 642 00 99 | raul.diaz@genrent.pe

De: Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN <1001347@esan.edu.pe>

Enviado el: lunes, 22 de octubre de 2018 11:58

Para: Raul Diaz Diaz <raul.diaz@genrent.pe>

Asunto: Tesis Master en Gestion de la Energia - Planta Fotovoltaica p/Iquitos

Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN <1001347@esan.edu.pe>

lun., 22
oct.
16:14

para raul.diaz

Por su puesto, este jueves 5pm esta perfecto, me brinda pf la direccion?
Gcs.



Raul Diaz Diaz

lun., 22
oct.
16:24

para mí

Acabo de enviarte un calendar con los datos.

Saludos.

Raúl.

Raul Diaz Diaz

Gerente General | General Manager

Genrent del Peru

+51 1 642 00 99 | raul.diaz@genrent.pe

De: Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN <1001347@esan.edu.pe>

Enviado el: lunes, 22 de octubre de 2018 16:15

Para: Raul Diaz Diaz <raul.diaz@genrent.pe>

Asunto: Re: Tesis Master en Gestion de la Energia - Planta Fotovoltaica p/Iquitos

Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN <1001347@esan.edu.pe>

lun., 22
oct.
16:27

para Raul

Si gracias, ya acepte.
Nos vemos.

Agurto, Ernesto
Cauti, Alán
Ortiz, Luis
León, Frank
Sandoval, Miguel

ANÁLISIS DEL INGRESO DE UNA CENTRAL DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE 10MW CON FUENTES
RENOVABLES NO CONVENCIONALES COMO PROYECTO
PILOTO PARA EL SISTEMA AISLADO DE IQUITOS
Magister Gestión Energía – ESAN 2016-2018
DISCENTES

Santiago de Surco, 20 de agosto de 2018

Señor:
Severo Buenalaya Cangalaya
División de Generación y Transmisión Gerencia de Regulación de Tarifas - Osinergmin
Lima.-

Asunto : Propuesta Académica de Proyecto de Generación Fotovoltaica en el Sistema
Aislado de Iquitos
Referencias: Tesis de Grado Magister Gestión de Energía – ESAN

Estimado Señor:

Los suscritos, somos estudiantes del Magister de Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, venimos desarrollando una tesis de investigación titulada *“Análisis del Ingreso de una Central de Generación Eléctrica de 10MW con Fuentes Renovables No Convencionales Como Proyecto Piloto para el Sistema Aislado de Iquitos”*.

Dentro de los escenarios que venimos estudiando para la puesta en valor de dicha investigación, se encuentra el ingreso al mercado eléctrico de Iquitos de un nuevo agente de generación que permita contribuir, en términos de competencia, al referido sistema aislado en beneficio directo de la población en la zona.

La propuesta se encuentra diseñada considerando mecanismos de compensación y estímulos regulatorios permitidos por el Estado Peruano para este tipo de iniciativas, siendo así y dado que dentro de los stakeholders identificados se encuentra la agencia administrativa que usted dirige, le rogamos nos conceda la oportunidad de una reunión de trabajo donde nos permita exponer los fundamentos de nuestra iniciativa académica esperando también sea de su interés.

Adjunto se servirá encontrar material de apoyo que sustenta nuestra presentación.

Agradecemos muchísimo el apoyo a nuestra labor discente y apreciaremos su ponderada opinión de experto sobre el tema que nos ocupa.

Reciban un cordial saludo de,

ESAN - Tesis sobre Fotovoltaica en Iquitos

Recibidos

Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN <1001347@esan.edu.pe>

lun., 20
ago.
13:20

para sbuenalaya

Estimado Ing. Buenalaya,

Le saluda Luis A. Ortiz, tesista de ESAN bajo la supervisión del Ing. Edwin Quintanilla, espero se encuentre bien.

Le comento que estoy desarrollando una tesis para evaluar beneficios de generación fotovoltaica por etapas en Iquitos, e impacto en fondo de compensación así como reducción de contaminación ambiental y diversificación de fuentes de energía.

Tengo entendido que Ud. esta a cargo del tema tarifario en sistemas aislados o conoce de ello, seria posible que me brinde 30min de su tiempo esta semana para resumirle el caso de forma presencial y hacerle unas consultas sobre tarifas en este supuesto?

Agradezco su atención y gentil respuesta.
Cordial saludo.

Luis A. Ortiz
997514512

Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN <1001347@esan.edu.pe>

mié., 22
ago. 9:16

para sbuenalaya

Buen dia Ing. Buenalaya, podria conocer su respuesta?

Gcs.
Luis A. Ortiz
997514512



Severo Buenalaya Cangalaya <sbuenalaya@osinergmin.gob.pe>

mié., 22
ago. 9:31

para mí

Estimado esta semana no podría, pero si el lunes 27/08 a las 12:00 m, en las instalaciones de GRT (Av. Canadá 1460, San Borja)

Me confirmas tu disponibilidad

Saludos

Severo Buenalaya Cangalaya

División de Generación y Transmisión

Gerencia de Regulación de Tarifas

Osinergmin

Av. Canadá 1460 San Borja

Telf. (51 1) 2240487

Telf. (51 1) 2193400 Anexo 2016

www.osinergmin.gob.pe

De: Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN [mailto:1001347@esan.edu.pe]

Enviado el: miércoles, 22 de agosto de 2018 09:16 AM

Para: Severo Buenalaya Cangalaya <sbuenalaya@osinergmin.gob.pe>

Asunto: Re: ESAN - Tesis sobre Fotovoltaica en Iquitos

Luis Alfonso ORTIZ ESTEBAN <1001347@esan.edu.pe>

mié., 22
ago. 9:50

para Severo

Confirmado Ing. Buenalaya, muchas gracias por su atencion y disponobilidad.

Lo veo en Canada 1460 a las 12pm.

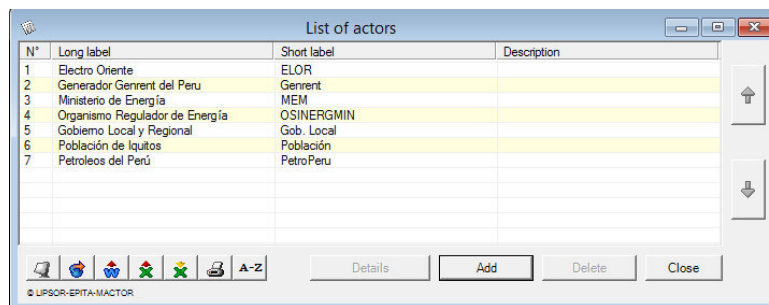
Anexo II – Análisis de Stakeholders

Análisis de stake holders

Un tool efectivo para las decisiones y análisis de stakeholders es el software Mactor, en el cual se podrá concluir oportunidades comunes de los involucrados, así como también puntos en contra de los mismos; esta herramienta usa tres tipos de matrices de impacto: análisis estructural, estrategia de los actores y finalmente una matriz probabilística.

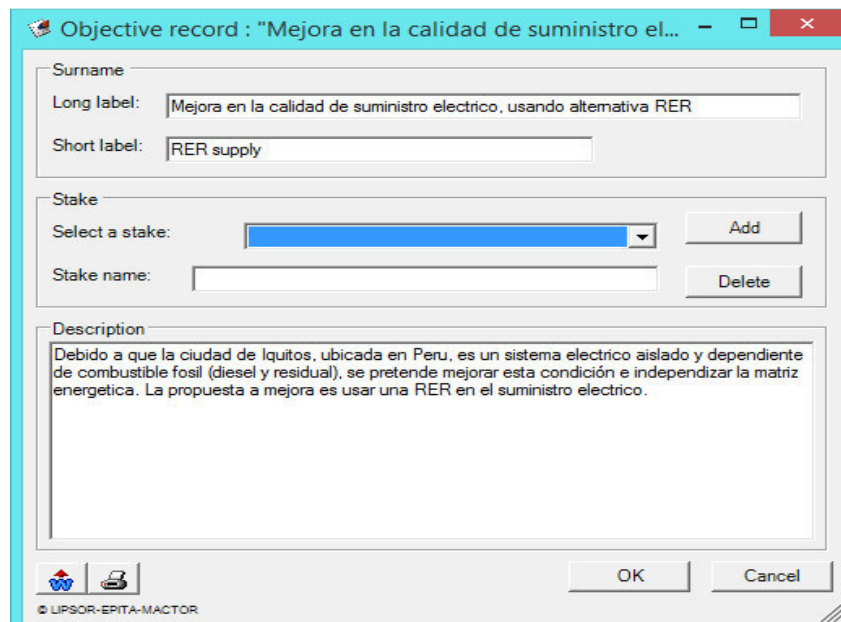
A continuación, los resultados obtenidos, teniendo como objetivo principal, una alternativa RER en la generación eléctrica.

- Identificación de Actores:



N°	Long label	Short label	Description
1	Electro Oriente	ELOR	
2	Generador Genrent del Peru	Genrent	
3	Ministerio de Energía	MEM	
4	Organismo Regulador de Energía	OSINERGMIN	
5	Gobierno Local y Regional	Gob. Local	
6	Población de Iquitos	Población	
7	Petroleos del Perú	PetroPeru	

- Identificación de objetivo:



Objective record : "Mejora en la calidad de suministro el..."

Surname

Long label: Mejora en la calidad de suministro electrico, usando alternativa RER

Short label: RER supply

Stake

Select a stake: [dropdown menu]

Stake name: [text box]

Description

Debido a que la ciudad de Iquitos, ubicada en Peru, es un sistema electrico aislado y dependiente de combustible fosil (diesel y residual), se pretende mejorar esta condición e independizar la matriz energetica. La propuesta a mejora es usar una RER en el suministro electrico.

OK Cancel

- Matriz de posiciones valoradas

Valued position matrix (2MAO)

	RER supply
ELOR	0
Genrent	-2
MEM	3
OSINERGMI	3
Gob. Local	1
Población	0
PetroPeru	-1

The sign indicates whether the actor is likely to reach objective or not.
 0: Objective has a bleak outcome
 1: Objective jeopardises the actor's operating procedures (management, etc...) / is vital for its operating procedures
 2: Objective jeopardises the success of the actor's projects / is vital for the success of its projects
 3: Objective jeopardises the accomplishment of the actor's mission / is indispensable for its missions
 4: Objective jeopardises the actor's existence / is indispensable for its existence

© LIPSOR-EPITA-MACTOR

OK Cancel

- Matriz de influencia directa

Matrix of Direct Influences (MDI)

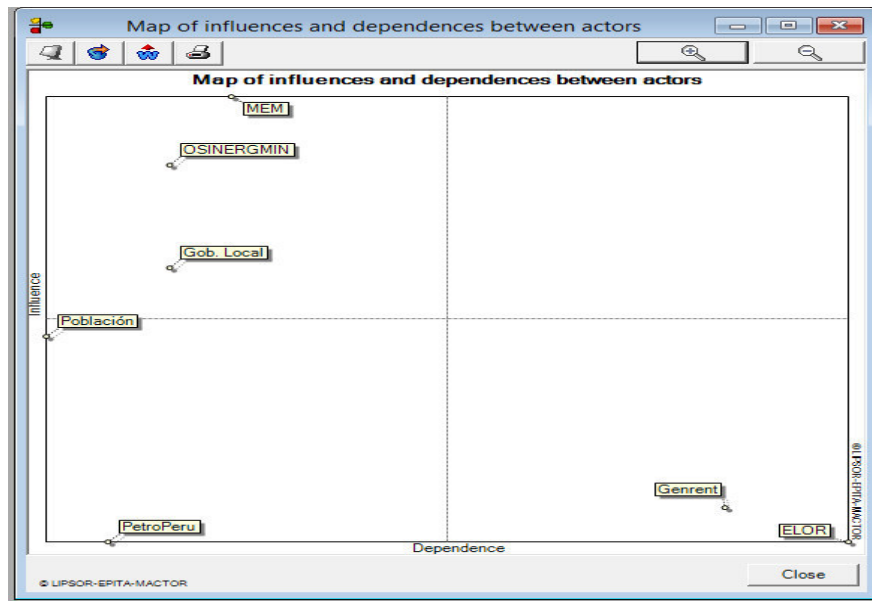
	ELOR	Genrent	MEM	OSINERGMI	Gob. Local	Población	PetroPeru
ELOR	0	0	0	0	0	0	0
Genrent	1	0	0	0	0	0	0
MEM	3	3	0	2	0	0	0
OSINERGMI	1	2	2	0	0	0	1
Gob. Local	1	1	1	0	0	0	1
Población	0	0	0	0	3	0	0
PetroPeru	0	0	0	0	0	0	0

Influences are graded from 0 to 4 according to the importance of the actor's possible jeopardy:
 0: No influence
 1: Operating procedures
 2: Projects
 3: Missions
 4: Existence

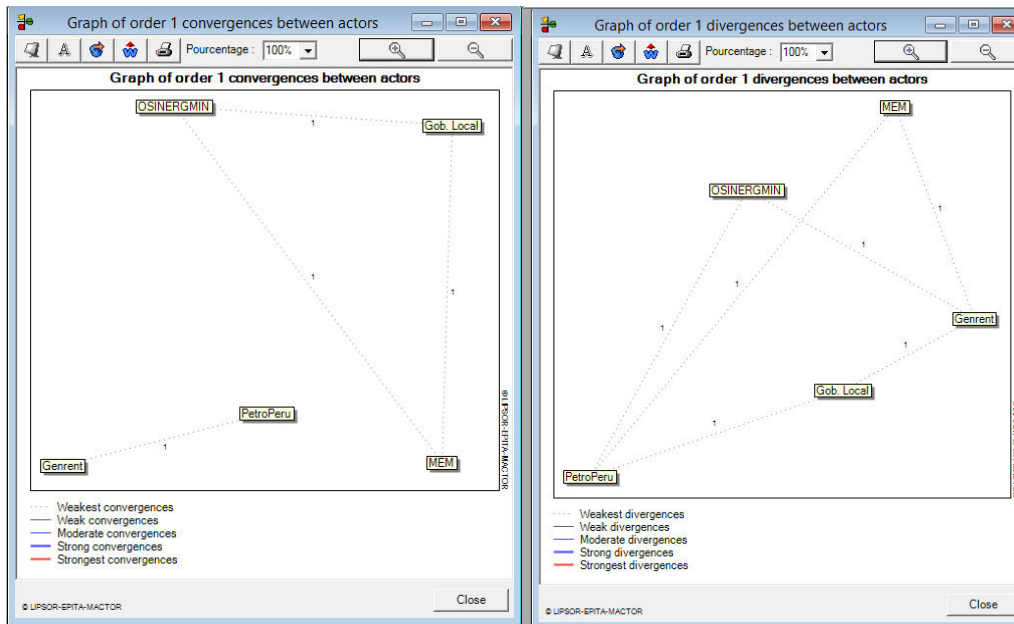
© LIPSOR-EPITA-MACTOR

OK Cancel

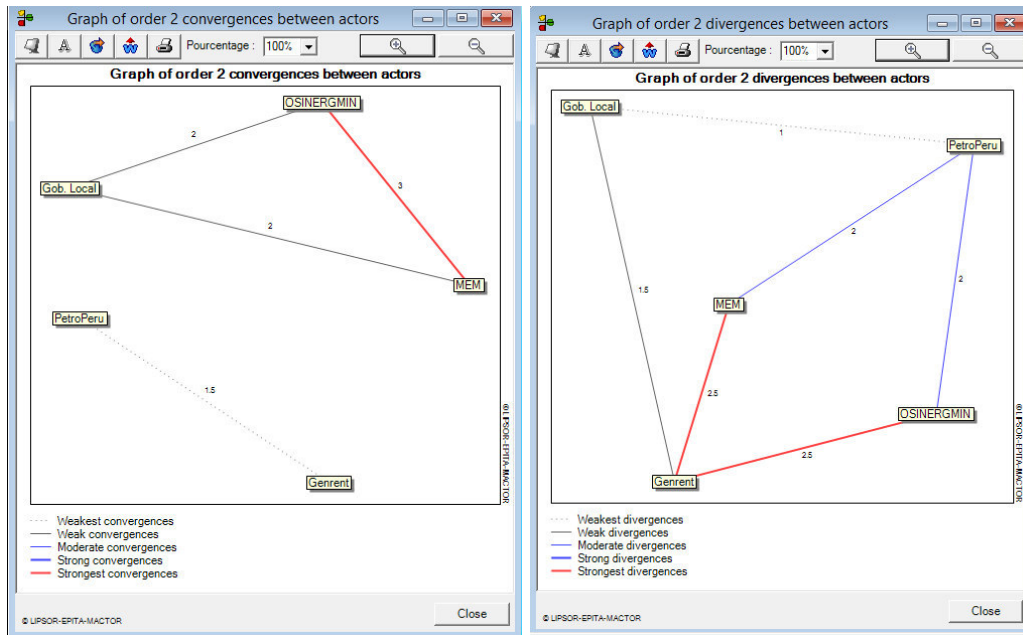
- Gráfico de influencia/dependencia



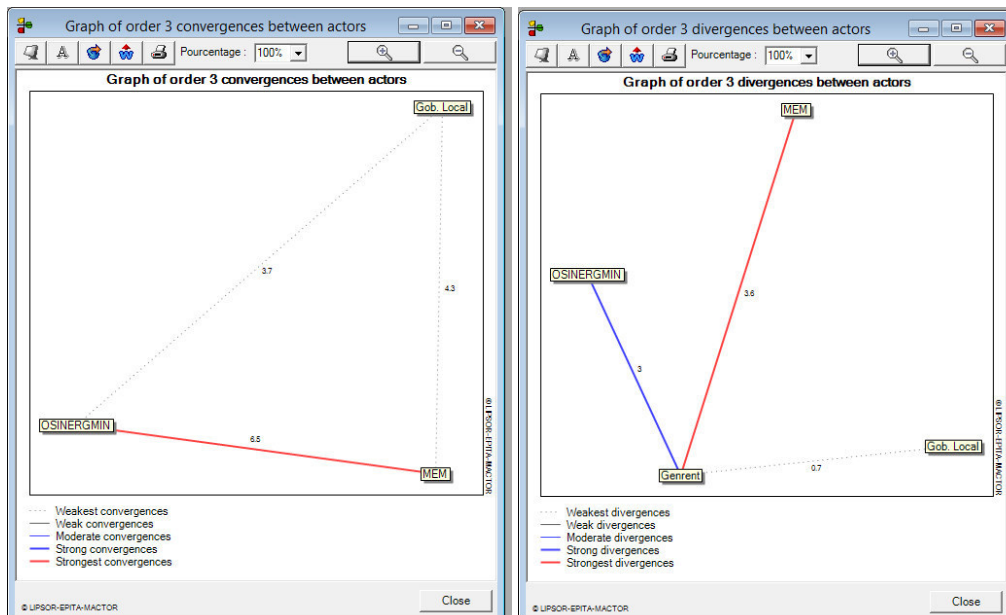
- Posicionamiento de los actores sobre objetivos (1MAO) (favor/contra)



- Posiciones valuadas de actores sobre los objetivos (2MAO) (el que tanto sale a favor o en contra de)



- Posicionamientos valorados ponderados de actores en los objetivos (3MAO) (que tanto poder tengo a favor o en contra de que se lleve a cabo)



Anexo III – Estudio de pre Operatividad

ANEXO
ANÁLISIS DE PRE-OPERATIVIDAD
Central Solar Fotovoltaica Iquitos 10 MW

INTRODUCCIÓN

Este anexo representa un análisis técnico de forma académica en la cual se verificará el impacto en el sistema eléctrico aislado de Iquitos al integrar una Central Solar Fotovoltaica de 10 MW

OBJETIVO

Analizar la operatividad del Sistema Eléctrico Aislado de la ciudad de Iquitos, en la condición actual como escenario base y proyectarla con el ingreso de la Central Solar Fotovoltaica Iquitos de 10 MW, en el cual se demuestre que la puesta en servicio de la nueva instalación no represente algún impacto negativo a la operación actual.

La Central Solar Fotovoltaica se conectará al Sistema Eléctrico Aislado existente a través de la S.E. Iquitos de 60 kV e interconectarla a la red de ElectroOriente por medio de la S.E. Santa Rosa 60 kV

ALCANCES

De la evaluación operativa descrita en el punto 5.3.3. de esta tesis, en la cual se estableció integrar una central solar fotovoltaica de 10MWp a la red eléctrica aislada de Iquitos, se realizó este estudio de pre operatividad con fines académicos considerando la mejor información disponible y verificar así la factibilidad técnica de este proyecto piloto.

Usaremos como escenario base la información proporcionada por ELOR con la infraestructura actual de la red eléctrica en Iquitos, considerando el despacho actual de ELOR con GENRENT el mes de octubre 2018 y efectuando un análisis de flujo de carga y cortocircuito interconectando la CSF Iquitos de 10MWp en el corto plazo (En archivo. pfd), a través del software Power Factory DigSilent V.15.1.7. Al ser un piloto se va evaluar el ingreso de la central en el corto plazo (Periodo 2019-2023) considerando en la configuración futura de la red, la proyección del crecimiento de la

demanda que se han investigado en el análisis de mercado de la tesis en el punto 4.2.3 y así mismo la expansión o modificación de redes futuras, se está considerando lo siguiente:



Información para mí:

Inicio
 Empresa
 Proyectos
 Calidad y Fiscalización
 St Res

Proyectos

Proyectos en Ejecución
 Proyectos Ejecutados

Proyectos en Ejecución

REGIÓN LORETO

- 1) AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN IQUITOS, DISTRITO DE IQUITOS, PROVINCIA DE MAYNAS
- 2) AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA, DISTRITO DE BELÉN, PROVINCIA DE MAYNAS
- 3) AMPLIACIÓN DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS 21 SECTORES - CACI II, DISTRITO DE SAN JUAN BAUTISTA, PROVINCIA DE MAYNAS.
- 4) AMPLIACIÓN DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS 17 SECTORES – CACI III, DISTRITO DE SAN JUAN BAUTISTA, PROVINCIA DE MAYNAS, REGION LORETO
- 5) AMPLIACIÓN DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE LAS LOCALIDADES DE TAMSHIYACU Y CABALLOCOCHA, DISTRITO DE RAMÓN CASTILLA, PROVINCIA DE MARISCAL RAMÓN CASTILLA, REGIÓN LORETO
- 6) CONSTRUCCIÓN DE AMBIENTE DE ALMACEN O ARCHIVO; EN EL(LA) CENTRAL TERMICA IQUITOS DISTRITO DE IQUITOS, PROVINCIA MAYNAS, DEPARTAMENTO LORETO
- 7) AMPLIACIÓN DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS PARA ELECTRIFICAR 08 ASENTAMIENTOS HUMANOS DE LA CIUDAD DE CONTAMANA, NAUTA, REQUENA E INDIANA, PROVINCIAS DE UCAYALI, LORETO, REQUENA Y MAYNAS, REGIÓN LORETO
- 8) CONSTRUCCIÓN DEL ALIMENTADOR S09 EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE IQUITOS, DISTRITO DE IQUITOS, PROVINCIA DE MAYNAS, DEPARTAMENTO LORETO
- 9) CONSTRUCCIÓN DEL ALIMENTADOR R03 EN LA SUBESTACIÓN DE POTENCIA SANTA ROSA, DISTRITO DE BELÉN, PROVINCIA DE MAYNAS, DEPARTAMENTO LORETO

Fuente: Página Web del ELOR

EN EJECUCIÓN

2 AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN IQUITOS, DISTRITO DE IQUITOS, PROVINCIA DE MAYNAS, REGIÓN LORETO

UBICACIÓN	: Region Loreto, Provincia Maynas, Distrito Iquitos
MONTO CONTRATO (S/.)	: 20'990,644.55 incluido el IGV
INICIO DE OBRA	: 07/05/2018
PLAZO DE EJECUCIÓN	: 420 Días Calendarios
POBLACION BENEFICIADA	: 239,366
DESCRIPCION	: Construcción de una (01) bahía de transformación con el uso de equipos de tecnología convencional (ais-air insulated substation). Instalación de 1 transformador de potencia de 60/15/45 MVA 60/22.9/10 kv., grupo de conexión ynyyn0+d. construcción de una sala de celdas, instalación de celdas metal clad estandarizadas en 10 kv., instalación de celdas metal clad estandarizadas en 22.9 kv., instalación de tableros de control, protección y medición con equipamiento basado en el estándar iec 61850. y implementación del sistema de automatización y comunicaciones, basado en el estándar iec 61850
ESTADO	: En Ejecución de Obra
FINANCIAMIENTO	: Recursos Directamente Recaudados

Fuente: Página Web del ELOR

EN EJECUCIÓN

3 AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA, DISTRITO DE BELÉN, PROVINCIA DE MAYNAS, REGIÓN LORETO

UBICACIÓN	: Region Loreto, Provincia Maynas, Distrito Belén
MONTO CONTRATO (S/.)	: 16'234,418.32 incluido el IGV
INICIO DE OBRA	: 09/05/2018
PLAZO DE EJECUCIÓN	: 420 Días Calendarios
POBLACION BENEFICIADA	: 236,696
DESCRIPCION	: Construcción de 1 bahía de transformación con el uso de equipos de tecnología convencional (ais-air insulated substation). Construcción de una barra aérea simple en 60 kv., instalación de 1 transformador de potencia de 60/50/15, 60/22.9/10 kv. grupo de conexión y nynynd. construcción de una sala de celdas y control, instalación de celdas metal clad estandarizadas en 10 kv., instalación de celdas metal clad estandarizadas en 22.9 kv., instalación de tableros de control, protección y medición con equipamiento basado en el estándar iec 61850 e implementación del sistema de automatización y comunicaciones, basado en el estándar iec 61850
ESTADO	: En Ejecución de Obra
FINANCIAMIENTO	: Recursos Directamente Recaudados

Fuente: Página Web del ELOR

Como podemos ver hay proyectos en ejecución que se están considerando en el modelamiento.

Tomando en cuenta el PR-20 COES: “INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN”

Se realizarán simulaciones y estudios eléctricos del proyecto con la finalidad de representar la red fidedigna del Sistema Iquitos para los años de estudio.

El Diagrama Unifilar siguiente muestra la representación de la Central Termoeléctrica Iquitos Nueva en el simulador Power Factory DigSilent, para el año 2018, año en que ingresan la máquina para un total de potencia instalada de 10 MW.

Se denominará escenario normal de operación, a la combinación de topología, generación y demanda que representa la situación con todos los elementos disponibles, es decir en estado “n”. Son estos escenarios normales de operación los que posteriormente son evaluados bajo distintas contingencias simples, es decir, en estado “n-1”.

Habiendo considerado las distintas topologías, escenarios y contingencias de este estudio, tanto en demanda máxima como mínima, serán detallados a continuación:

Nuestra Central Solar por temas operativos se ve localizar en las cercanías al distrito de Nauta e Iquitos, a 10 km de la S.E. Santa Rosa 60 Kv, para facilitar la conexión al sistema aislado, por ello modelando un diagrama de carga actual se tiene el siguiente escenario base:

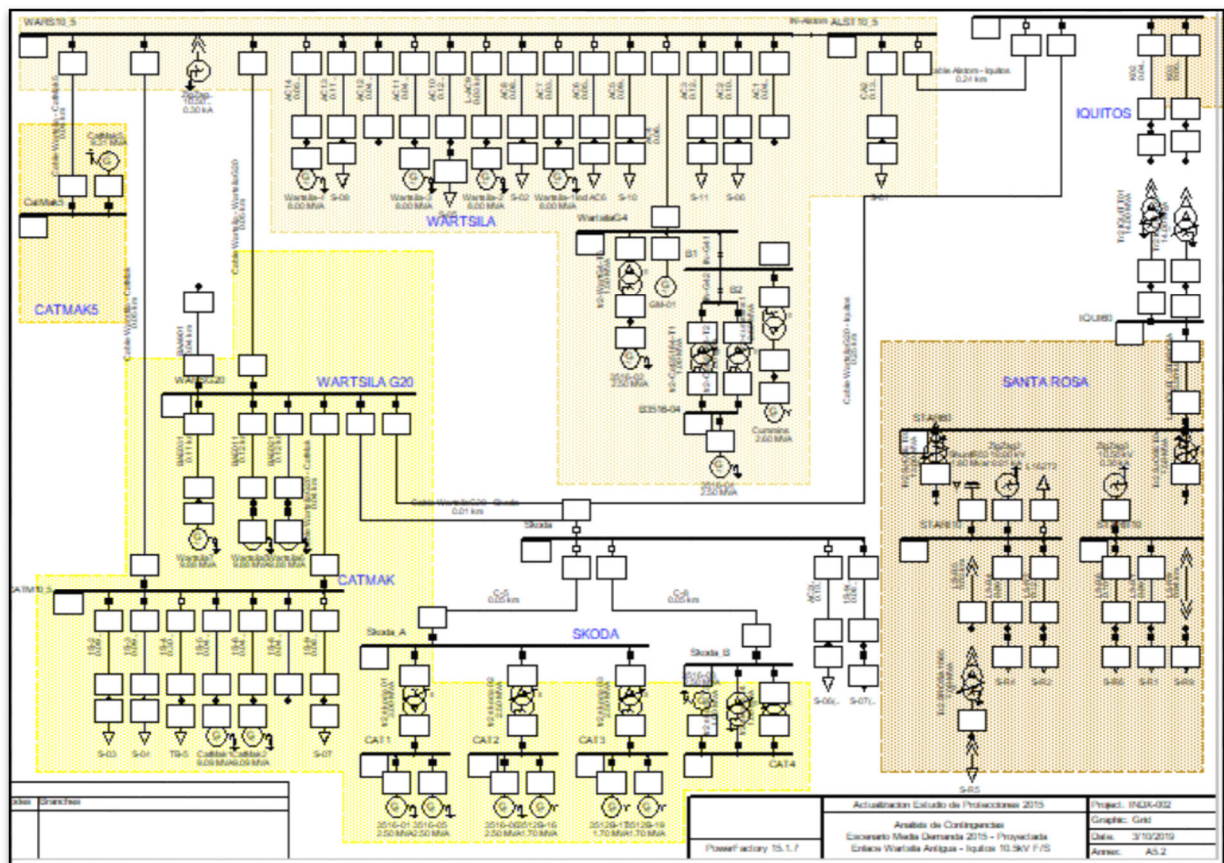


Fig 1. Representación gráfica del modelamiento en el software Digsilent de la red eléctrica de Iquitos como escenario base.

Análisis previo

Del análisis del escenario base, en la cual se estudia la configuración actual de la red eléctrica del sistema aislado de Iquitos y como justificación del punto 5.2.2 de la presente tesis (Justificación técnica de los 10 MW para nuestro piloto de una central solar fotovoltaica en Iquitos)

Hallazgos:

El esquema eléctrico actual de la red aislada de Iquitos, con ELOR y GENRENT presenta una carga no estable en los transformadores de potencia de la S.E. Santa Rosa 60 KV.

Debido a que los planes futuros de Expansión de redes por parte de ELOR en Iquitos, contempla un crecimiento en niveles de tensión de 10 kV y 22.9 kV , resulta conveniente conectar nuestra solar en un nivel de tensión de 20 KV para así inyectar al sistema en 60 KV. Así mismo se considera este nivel de tensión debido a un estudio de benchmarking realizado a los proyectos solares que operan con éxito actualmente en el SEIN.

Para el análisis técnico se ha realizado una evaluación de capacidad de carga eléctrica en el sistema eléctrico aislado de Iquitos en base a la mejor información disponible proporcionada por ELOR en la cual se hace una simulación con el uso del software Digsilenet V. 15.

Técnico Mínimo

En el software se hizo un modelamiento del sistema eléctrico aislado de Iquitos de un análisis con valores instantáneos ingresando una nueva unidad de producción que llamaremos Central Solar Fotovoltaica Iquitos, para determinar la capacidad mínima (si bien el mínimo es cercano a 0 lo ideal para nuestro proyecto piloto es que sea adecuado para la red) se han considerado el aporte de armónicos, flickers e influencia en la energía reactiva del sistema. Estando en el valor 5.96 MW de estado estacionario el valor mínimo permitido, valores inferiores provocan un incremento en los niveles de armónicos debido a la intermitencia que estos causan la red.

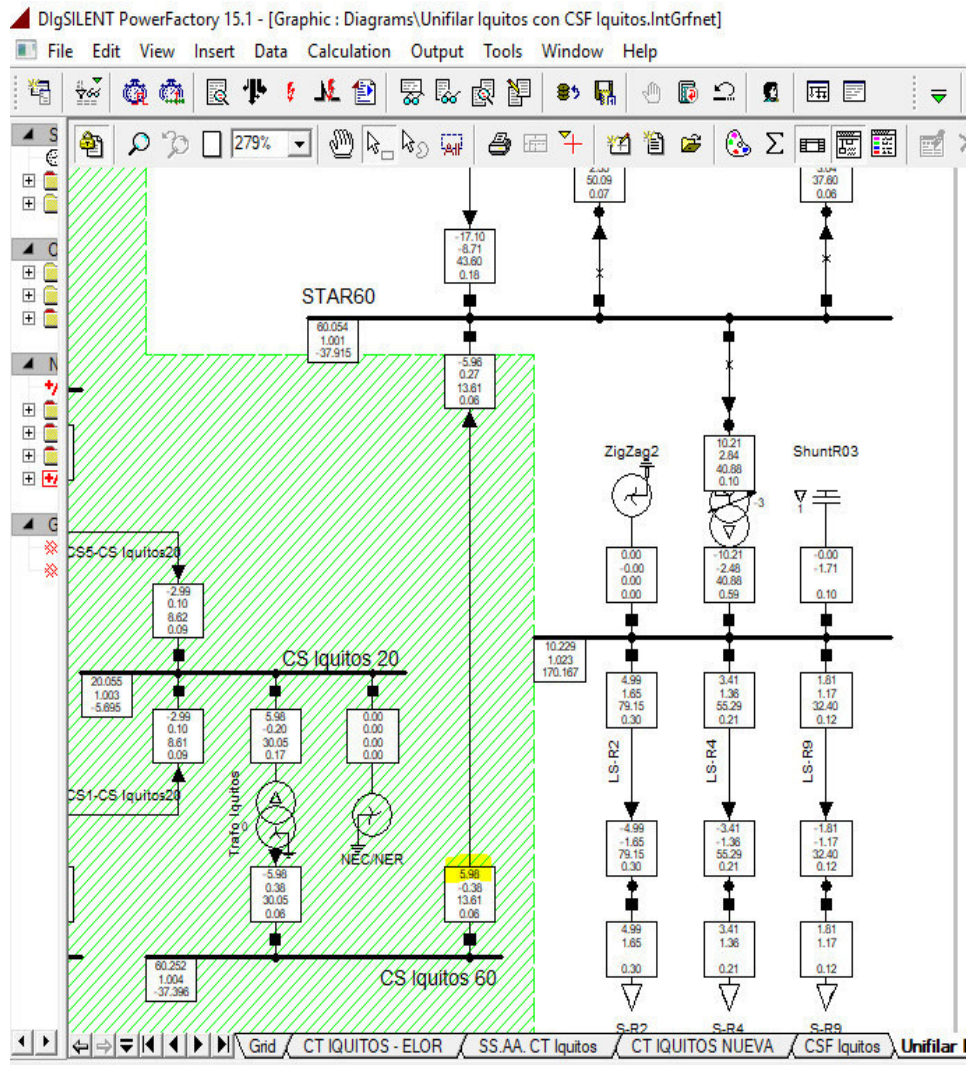


Fig. 2 Determinación del mínimo técnico de la central solar. Elaboración: Propia.

Técnico Máximo

Para determinar el máximo valor que una central solar ingresar se toma en consideración la saturación de la red y con esa capacidad no influya negativamente en la correcta operatividad de la red y/o en las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) para los parámetros de tensión y frecuencia, la conexión se va efectuar con un nivel de tensión de 20 kV y esta asu vez se conectará a la barra Santa Rosa 60 kV.

Este valor máximo de 15.02 MW se comprueba con el análisis e flujo de carga registrando una condición estable como se muestra.

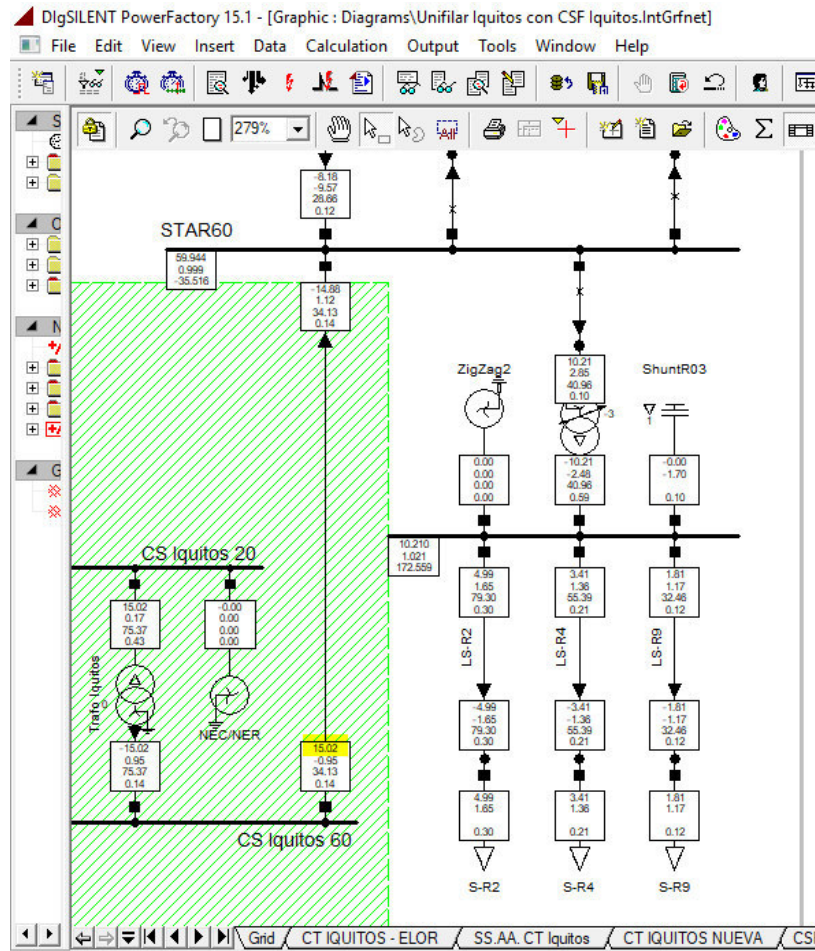


Fig. 3 Determinación del máximo técnico de la central solar. Elaboración: Propia.

La configuración de nuestro CS Iquitos se detalla a continuación:

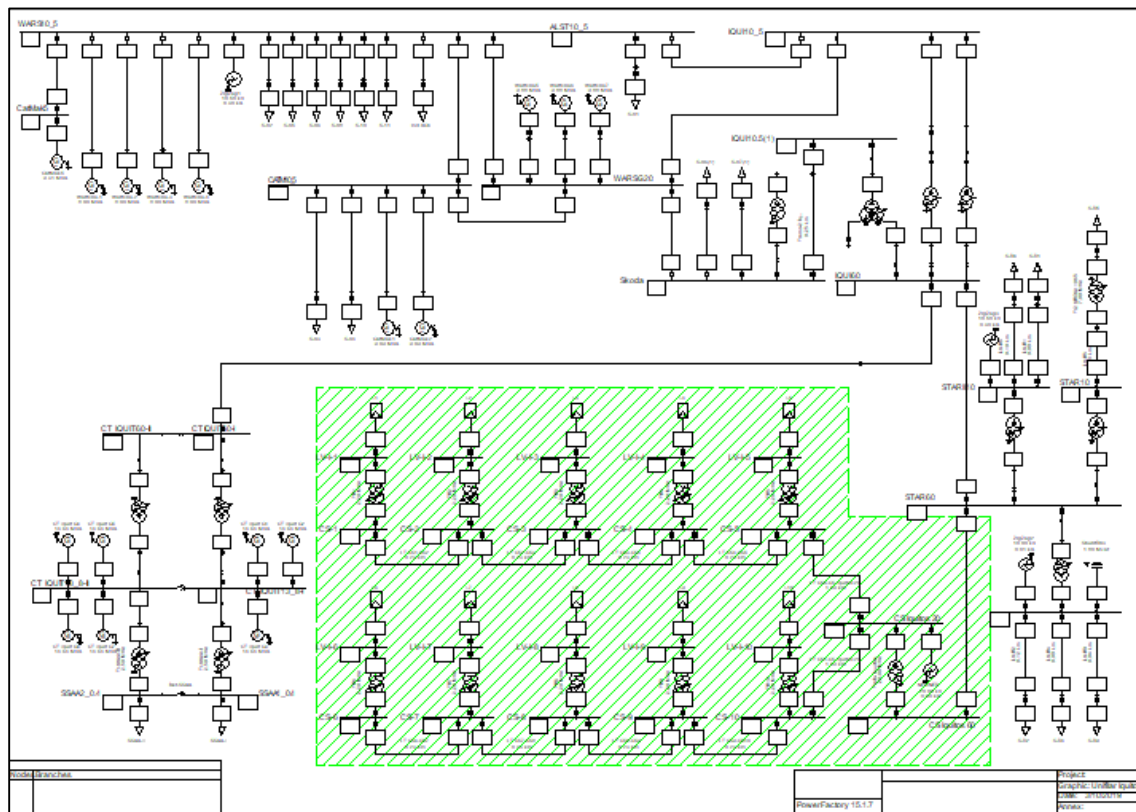


Fig. 2 Representación gráfica del modelamiento en el Software Digsilent incorporando la central solar fotovoltaica de 10 MW

DATOS TÉCNICOS	
Potencia Instalada	10 MWp
Punto de Oferta	Barra 60 kV S.E. Santa Rosa
Barra de Conexión	Barra de 20 kV - S.E. CSF Iquitos
Cantidad de Centros de Transformación (C.T.)	10 (1 250 kVA c/u)
Nivel de Tensión de Transformadores de C.T.	0,5/20 kV
Cantidad de Inversores	10 (5 x 625 kW + 5 x 500 kW)
Tensión de Entrada a Inversores (1Ø)	0,5 - 0,825 kV – DC (Corriente Continua)
Tensión de Salida de Inversores (3Ø)	0,5 kV – AC (Corriente Alterna)
Factor de planta	19,6%

Nuestra central cuenta con 10 módulos de 1MW cada uno, cada uno con paneles solares policristalinos de 300-325 W pico c/u (Que harían 3200 paneles por cada 1MW) estarán conectados en serie a 10 inversores como se muestra a continuación:

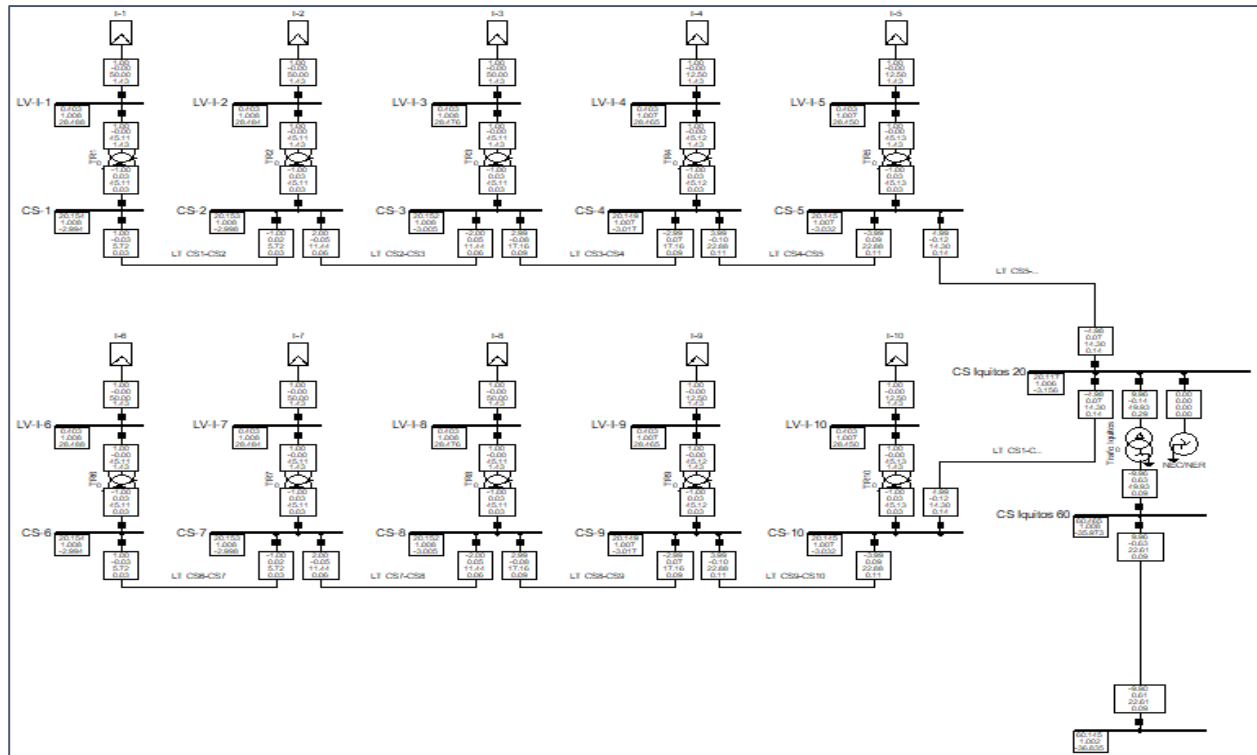


Fig. 3 Módulos de la CSF Iquitos 10 MW

Análisis de flujo de carga

Este análisis permite verificar la cargabilidad de la red de Iquitos conectando una nueva fuente de suministro, se evaluarán el nivel de tensión en las barras, líneas y transformadores, considerando los escenarios de máxima, media y mínima demanda en el año presente y año futuro.

Sistemas Eléctricos Auxiliares

El suministro de energía eléctrica, para la operación y servicios de la ampliación de la central, deberá ser autónomo del sistema existente; esto significa que por medio de transformadores propios deberá alimentar de energía eléctrica a sus equipos que lo requieran.

Sin embargo, en casos de emergencia, cuando los grupos estén fuera de servicio (parados), se contará con energía eléctrica proveniente del sistema, a través de la interconexión en 20 kV.

Resultados nivel de tensión en barras

En los cuadros de Anexo se muestran los resultados del nivel de tensión de las barras presentes en la zona de influencia del proyecto, para el año de ingreso del proyecto (2019) y para el año futuro (2023) en los escenarios de máxima, media y mínima demanda para los casos sin proyecto y con proyecto.

De los resultados mostrados se puede observar que el nivel de tensión se encuentra dentro del rango permitido en operación normal, adicionalmente se observa que para el escenario de media demanda donde la central solar está en servicio esto no ocasiona que la tensión en las barras varíe significativamente y esto es debido a que la central solar inyecta poca potencia reactiva en la barra de conexión de la central solar (Santa Rosa 60 kV).

Anexo 1. Resultados nivel de tensión en barras

Tabla N°1.1: Resultados del nivel de tensión - escenario de máxima demanda

Subestación	Nivel de Tensión	Perfil de Tensión					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
		kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
Santa Rosa	60	59,75	1,00	59,79	1,00	59,19	0,99
Iquitos	60	60,56	1,01	60,59	1,01	60,25	1,00
CT Iquitos	60	62,78	1,05	62,80	1,05	62,59	1,04
Santa Rosa	10	9,79	0,98	9,80	0,98	9,64	0,96
Santa Rosa I	10	10,17	1,02	10,17	1,02	10,02	1,00
Santa Rosa II	10	10,38	1,04	10,38	1,04	10,25	1,02
Iquitos	10	10,10	1,01	10,11	1,01	10,09	1,01
Iquitos T-07	10	9,98	1,00	9,98	1,00	9,90	0,99
Skoda	10	9,96	1,00	9,96	1,00	9,87	0,99
Wartsila G20	10	10,00	1,00	10,00	1,00	10,00	1,00
Wartsila	10	9,98	1,00	9,98	1,00	9,98	1,00
Catmak	10	9,99	1,00	9,99	1,00	9,98	1,00
CT Iquitos	10	13,80	1,00	13,80	1,00	13,80	1,00

Subestación	Nivel de Tensión	Perfil de Tensión					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
		kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
CS Iquitos	60	-	-	59,81	1,00	59,22	0,99
	20	-	-	19,95	1,00	19,76	0,99
CS-1	20	-	-	19,96	1,00	19,76	0,99
CS-2	20	-	-	19,96	1,00	19,76	0,99
CS-3	20	-	-	19,96	1,00	19,76	0,99
CS-4	20	-	-	19,96	1,00	19,76	0,99
CS-5	20	-	-	19,96	1,00	19,76	0,99
CS-6	20	-	-	19,96	1,00	19,76	0,99
CS-7	20	-	-	19,96	1,00	19,76	0,99
CS-8	20	-	-	19,96	1,00	19,76	0,99
CS-9	20	-	-	19,96	1,00	19,76	0,99
CS-10	20	-	-	19,96	1,00	19,76	0,99

Tabla N°1.2: Resultados del nivel de tensión - escenario de media demanda

Subestación	Nivel de Tensión	Perfil de Tensión					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
		kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
Santa Rosa	60	59,88	1,00	60,15	1,00	59,52	0,99
Iquitos	60	60,63	1,01	60,74	1,01	60,36	1,01
CT Iquitos	60	62,82	1,05	62,91	1,05	62,66	1,04
Santa Rosa	10	9,82	0,98	9,87	0,99	9,72	0,97
Santa Rosa I	10	10,20	1,02	10,25	1,02	10,09	1,01
Santa Rosa II	10	10,41	1,04	10,45	1,05	10,32	1,03
Iquitos	10	10,11	1,01	10,11	1,01	10,10	1,01
Iquitos T-07	10	10,00	1,00	10,02	1,00	9,92	0,99
Skoda	10	9,98	1,00	10,00	1,00	9,90	0,99
Wartsila G20	10	10,00	1,00	10,00	1,00	10,00	1,00
Wartsila	10	9,98	1,00	9,98	1,00	9,98	1,00
Catmak	10	9,99	1,00	9,99	1,00	9,99	1,00
CT Iquitos	10	13,80	1,00	13,80	1,00	13,80	1,00
CS Iquitos	60	-	-	60,47	1,01	59,85	1,00
	20	-	-	20,12	1,01	19,91	1,00
CS-1	20	-	-	20,15	1,01	19,95	1,00
CS-2	20	-	-	20,15	1,01	19,95	1,00
CS-3	20	-	-	20,15	1,01	19,95	1,00
CS-4	20	-	-	20,15	1,01	19,94	1,00

Subestación	Nivel de Tensión	Perfil de Tensión					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
		kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
CS-5	20	-	-	20,15	1,01	19,94	1,00
CS-6	20	-	-	20,15	1,01	19,95	1,00
CS-7	20	-	-	20,15	1,01	19,95	1,00
CS-8	20	-	-	20,15	1,01	19,95	1,00
CS-9	20	-	-	20,15	1,01	19,94	1,00
CS-10	20	-	-	20,15	1,01	19,94	1,00

Tabla N°1.3: Nivel de Tensión - escenario de mínima demanda

Subestación	Nivel de Tensión	Perfil de Tensión					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
		kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
Santa Rosa	60	59,71	1,00	59,75	1,00	59,49	0,99
Iquitos	60	60,43	1,01	60,45	1,01	60,41	1,01
CT Iquitos	60	62,44	1,04	62,45	1,04	62,69	1,04
Santa Rosa	10	9,80	0,98	9,81	0,98	9,72	0,97
Santa Rosa I	10	10,18	1,02	10,18	1,02	10,10	1,01
Santa Rosa II	10	10,38	1,04	10,39	1,04	10,32	1,03
Iquitos	10	10,10	1,01	10,10	1,01	10,10	1,01
Iquitos T-07	10	9,97	1,00	9,97	1,00	9,94	0,99
Skoda	10	9,95	0,99	9,95	1,00	9,91	0,99
Wartsila G20	10	10,00	1,00	10,00	1,00	10,00	1,00
Wartsila	10	9,98	1,00	9,98	1,00	9,98	1,00
Catmak	10	9,99	1,00	9,99	1,00	9,99	1,00
CT Iquitos	10	13,80	1,00	13,80	1,00	13,80	1,00
CS Iquitos	60	-	-	59,77	1,00	59,52	0,99
	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99
CS-1	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99
CS-2	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99
CS-3	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99
CS-4	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99
CS-5	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99
CS-6	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99
CS-7	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99
CS-8	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99
CS-9	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99
CS-10	20	-	-	19,94	1,00	19,86	0,99

Tabla N°1.4: Nivel de carga en Líneas de Transmisión - escenario de máxima demanda

Línea de Transmisión	Nivel de Tensión	Cargabilidad de LT					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
Nombre	kV	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Iquitos - Santa Rosa	60	26,47	59,42	26,36	59,15	33,50	75,60
Iquitos - Conex. Iquitos	60	66,97	65,96	66,93	65,89	68,88	68,19
Conex. Iquitos - CT Iquitos	60	68,24	45,86	68,19	45,82	70,35	47,43
Santa Rosa I - S-R2	10	5,58	84,53	5,58	84,48	5,58	85,78
Santa Rosa I - S-R4	10	3,90	59,04	3,90	59,01	6,31	96,93
Santa Rosa - S-R9	10	2,28	34,60	2,28	34,58	2,86	43,89
Santa Rosa II - SR1	10	4,30	63,83	4,30	63,79	5,38	80,84
Santa Rosa II - SR1	10	3,59	53,27	3,59	53,24	4,49	67,46
Santa Rosa - SR5	10	6,86	39,30	6,86	39,28	8,61	50,06
Trafo 1 - Iquitos	10	17,28	64,49	17,33	64,65	14,04	52,49
Trafo 2 - Iquitos	10	16,88	65,02	16,92	65,18	13,71	52,92
Wartsila G20 - Iquitos	10	34,11	84,92	34,19	85,13	27,72	69,12
Iquitos - Skoda	10	5,89	44,48	5,89	44,46	7,37	56,12
Wartsila G20 - Iquitos	10	9,58	36,18	9,58	36,18	11,95	45,18
Catmak - S-03	10	4,61	71,14	4,61	71,14	5,77	89,04
Catmak - S-04	10	4,54	70,01	4,54	70,01	5,68	87,63
Wartsila - Wartsila G20	10	-	65,28	23,29	65,28	29,11	81,57
Wartsila - S-01	10	3,04	46,82	3,04	46,82	3,80	58,58
Wartsila - S-06	10	6,14	94,64	6,14	94,64	6,14	94,68
Wartsila - S-11	10	3,81	58,70	3,81	58,70	4,76	73,45
Wartsila - S-10	10	3,96	61,10	3,96	61,10	4,95	76,44
Wartsila - AC6	10	-	-	-	-	4,22	88,77
Wartsila - S-02	10	5,07	78,26	5,07	78,26	5,07	78,30
Wartsila - S-05	10	4,91	75,81	4,91	75,81	6,15	94,86
Wartsila - S-08	10	5,88	90,65	5,88	90,65	5,88	90,69
Santa Rosa - CS iquitos	60	-	-	0,34	0,76	0,33	0,76
LT CS5 - CS Iquitos20	20	-	-	0,09	0,25	0,09	0,25
LT CS4 - CS5	20	-	-	0,03	0,16	0,03	0,16
LT CS3 - CS4	20	-	-	0,02	0,12	0,02	0,12
LT CS2 - CS3	20	-	-	0,01	0,08	0,01	0,08
LT CS1 - CS2	20	-	-	0,01	0,04	0,01	0,04
LT CS1 - CS Iquitos20	20	-	-	0,09	0,25	0,09	0,25
LT CS9 - CS10	20	-	-	0,03	0,16	0,03	0,16
LT CS8 - CS9	20	-	-	0,02	0,12	0,02	0,12
LT CS7 - CS8	20	-	-	0,01	0,08	0,01	0,08

Línea de Transmisión	Nivel de Tensión	Cargabilidad de LT					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
Nombre	kV	MVA	%	MVA	%	MVA	%
LT CS6 - CS7	20	-	-	0,01	0,04	0,01	0,04

Tabla N°1.5: Nivel de carga en Líneas de Transmisión - escenario de media demanda

Línea de Transmisión	Nivel de Tensión	Cargabilidad de LT					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
Nombre	kV	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Iquitos - Santa Rosa	60	24,84	55,72	16,08	36,06	22,74	51,28
Iquitos - Conex. Iquitos	60	66,83	65,75	58,50	57,44	66,22	65,44
Conex. Iquitos - CT Iquitos	60	68,07	45,72	59,16	39,70	67,49	45,45
Santa Rosa I - S-R2	10	5,26	79,39	5,26	79,03	5,58	85,17
Santa Rosa I - S-R4	10	3,67	55,46	3,67	55,20	5,61	85,53
Santa Rosa - S-R9	10	2,15	32,50	2,15	32,35	2,69	41,07
Santa Rosa II - SR1	10	4,05	59,98	4,05	59,70	5,07	75,68
Santa Rosa II - SR1	10	3,38	50,05	3,38	49,82	4,23	63,15
Santa Rosa - SR5	10	6,46	36,86	6,46	36,69	8,11	46,77
Trafo 1 - Iquitos	10	18,17	67,79	18,38	68,55	18,34	68,48
Trafo 2 - Iquitos	10	17,75	68,35	17,96	69,11	17,92	69,04
Wartsila G20 - Iquitos	10	35,87	89,26	36,28	90,26	36,20	90,17
Iquitos - Skoda	10	5,54	41,80	5,54	41,72	6,95	52,78
Wartsila G20 - Iquitos	10	9,02	34,08	9,02	34,08	11,27	42,58
Catmak - S-03	10	4,35	66,99	4,35	66,99	5,44	83,89
Catmak - S-04	10	4,28	65,93	4,28	65,93	5,35	82,57
Wartsila - Wartsila G20	10	-	61,49	21,94	61,49	27,43	76,88
Wartsila - S-01	10	2,86	44,10	2,86	44,10	3,58	55,19
Wartsila - S-06	10	5,78	89,13	5,78	89,13	6,14	94,67
Wartsila - S-11	10	3,58	55,29	3,58	55,29	4,48	69,20
Wartsila - S-10	10	3,73	57,55	3,73	57,55	4,67	72,02
Wartsila - AC6	10	-	-	-	-	3,00	63,16
Wartsila - S-02	10	4,78	73,71	4,78	73,71	5,07	78,29
Wartsila - S-05	10	4,63	71,40	4,63	71,40	5,79	89,37
Wartsila - S-08	10	5,54	85,38	5,54	85,38	5,88	90,68
Santa Rosa - CS Iquitos	60	-	-	9,98	22,43	9,98	22,66
LT CS5 - CS Iquitos20	20	-	-	4,99	14,30	4,99	14,45
LT CS4 - CS5	20	-	-	3,99	22,88	3,99	23,11
LT CS3 - CS4	20	-	-	2,99	17,16	2,99	17,34
LT CS2 - CS3	20	-	-	2,00	11,44	2,00	11,56
LT CS1 - CS2	20	-	-	1,00	5,72	1,00	5,78

Línea de Transmisión	Nivel de Tensión	Cargabilidad de LT					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
Nombre	kV	MVA	%	MVA	%	MVA	%
LT CS1 - CS Iquitos20	20	-	-	4,99	14,30	4,99	14,45
LT CS9 - CS10	20	-	-	3,99	22,88	3,99	23,11
LT CS8 - CS9	20	-	-	2,99	17,16	2,99	17,34
LT CS7 - CS8	20	-	-	2,00	11,44	2,00	11,56
LT CS6 - CS7	20	-	-	1,00	5,72	1,00	5,78

Tabla N°1.6: Nivel de carga en Líneas de Transmisión - escenario de mínima demanda

Línea de Transmisión	Nivel de Tensión	Cargabilidad de LT					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
Nombre	kV	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Iquitos - Santa Rosa	60	23,61	53,14	23,51	52,88	29,83	67,13
Iquitos - Conex. Iquitos	60	63,03	62,21	62,99	62,15	68,54	67,66
Conex. Iquitos - CT Iquitos	60	64,01	43,26	63,96	43,22	69,94	47,08
Santa Rosa I - S-R2	10	5,01	75,78	5,01	75,73	5,58	85,13
Santa Rosa I - S-R4	10	3,50	52,93	3,50	52,90	5,08	77,42
Santa Rosa - S-R9	10	2,05	31,02	2,05	31,00	2,56	39,10
Santa Rosa II - SR1	10	3,86	57,26	3,86	57,22	4,83	72,08
Santa Rosa II - SR1	10	3,22	47,78	3,22	47,75	4,03	60,15
Santa Rosa - SR5	10	6,15	35,19	6,15	35,17	7,72	44,49
Trafo 1 - Iquitos	10	17,05	63,68	17,09	63,82	16,04	59,92
Trafo 2 - Iquitos	10	16,66	64,20	16,70	64,35	15,67	60,41
Wartsila G20 - Iquitos	10	33,66	83,85	33,74	84,04	31,67	78,90
Iquitos - Skoda	10	5,29	39,96	5,29	39,95	6,62	50,18
Wartsila G20 - Iquitos	10	8,59	32,47	8,59	32,47	11,28	42,64
Catmak - S-03	10	4,14	63,85	4,14	63,85	5,18	79,91
Catmak - S-04	10	4,08	62,84	4,08	62,84	5,10	78,65
Wartsila - Wartsila G20	10	20,90	58,59	20,90	58,59	27,05	75,80
Wartsila - S-01	10	2,72	42,02	2,72	42,02	2,70	41,70
Wartsila - S-06	10	5,51	84,93	5,51	84,93	6,14	94,66
Wartsila - S-11	10	3,42	52,68	3,42	52,68	4,27	65,91
Wartsila - S-10	10	3,56	54,83	3,56	54,83	4,45	68,60
Wartsila - AC6	10	-	-	-	-	4,22	88,75
Wartsila - S-02	10	4,55	70,24	4,55	70,24	5,07	78,28
Wartsila - S-05	10	4,41	68,03	4,41	68,03	5,52	85,12
Wartsila - S-08	10	5,27	81,35	5,27	81,35	5,88	90,68
Santa Rosa - CS iquitos	60	-	-	0,34	0,76	0,33	0,76
LT CS5 - CS Iquitos20	20	-	-	0,09	0,25	0,09	0,25

Línea de Transmisión	Nivel de Tensión	Cargabilidad de LT					
		Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2019		2019		2023	
Nombre	kV	MVA	%	MVA	%	MVA	%
LT CS4 - CS5	20	-	-	0,03	0,16	0,03	0,16
LT CS3 - CS4	20	-	-	0,02	0,12	0,02	0,12
LT CS2 - CS3	20	-	-	0,01	0,08	0,01	0,08
LT CS1 - CS2	20	-	-	0,01	0,04	0,01	0,04
LT CS1 - CS Iquitos20	20	-	-	0,09	0,25	0,09	0,25
LT CS9 - CS10	20	-	-	0,03	0,16	0,03	0,16
LT CS8 - CS9	20	-	-	0,02	0,12	0,02	0,12
LT CS7 - CS8	20	-	-	0,01	0,08	0,01	0,08
LT CS6 - CS7	20	-	-	0,01	0,04	0,01	0,04

De los resultados mostrados se observa que no se presentan sobrecargas en líneas de transmisión, adicionalmente se observa que en escenario de media tensión donde la central solar esta en servicio ocasiona, esto ocasiona que la central térmica de Iquitos despache menos por lo que la cargabilidad de la línea que va de barra santa rosa 60 kv a la central térmica sea menor.

Nivel de carga en transformadores

En los siguientes cuadros se muestra los resultados del nivel de carga en transformadores presentes en la zona de influencia del proyecto, para el año de ingreso del proyecto (2019) y para el año futuro (2023) en los escenarios de máxima, media y mínima demanda para los casos sin proyecto y con proyecto.

Anexo 2. Resultados nivel de carga en transformadores

Tabla N°2.1: Nivel de carga en transformadores - escenario de máxima demanda

Transformador	Tensión HV/MV/LV [kV]	Potencia HV/MV/LV [MVA]	Cargabilidad de Transformadores					
			Sin Proyecto		Con Proyecto			
			2019		2019		2023	
			MVA	%	MVA	%	MVA	%
TR 07 Iquitos	60/22,9/10	12/4/12	5,96	49,23	5,96	49,21	7,48	62,11
Tr2 SJOSE T03	60/10	13	11,29	43,61	11,29	43,58	14,35	55,93
Tr2 SJOSE T04	60/10	7,5	7,95	53,23	7,95	53,19	9,98	67,41
Tr2 STAR NUEV	60/10	8,75	6,98	40,07	6,98	40,04	8,81	51,03
Tr2 SROSA 1065	22,9/10	7	6,86	50,09	17,74	62,75	14,33	50,95
Tr2 IQUIT T01	60/10	14	17,69	62,60	17,30	61,20	13,97	49,70
Tr2 IQUIT T02	60/10	14	17,26	61,05	31,90	49,07	33,08	50,89
Tr1 CT IquitNuev	60/13,8	65	31,93	49,12	40,02	61,57	41,37	63,65
Tr2 CT IquitNuev	60/13,8	65	40,06	61,63	0,18	0,88	0,17	0,87
Trafo Iquitos	60/20	20	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR1	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15

TR2	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR3	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR4	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR5	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR6	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR7	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR8	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR9	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR10	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15

Tabla N°2.2: Nivel de carga en transformadores - escenario de media demanda

Transformador	Tensión HV/MV/LV [kV]	Potencia HV/MV/LV [MVA]	Cargabilidad de Transformadores					
			Sin Proyecto		Con Proyecto			
			2019		2019		2023	
			MVA	%	MVA	%	MVA	%
TR 07 Iquitos	60/22,9/10	12/4/12	5,61	46,27	5,61	46,18	7,05	58,41
Tr2 SJOSE T03	60/10	13	10,60	40,86	10,60	40,65	13,45	52,15
Tr2 SJOSE T04	60/10	7,5	7,49	50,01	7,49	49,78	9,39	63,11
Tr2 STAR NUEV	60/10	8,75	6,56	37,58	6,56	37,40	8,28	47,68
Tr2 SROSA 1065	22,9/10	7	6,46	46,97	6,46	46,75	7,98	59,60
Tr2 IQUIT T01	60/10	14	18,62	65,80	18,86	66,54	18,72	66,47
Tr2 IQUIT T02	60/10	14	18,16	64,18	18,40	64,89	18,26	64,83
Tr1 CT IquitNuev	60/13,8	65	31,81	48,94	27,87	42,88	30,12	48,86
Tr2 CT IquitNuev	60/13,8	65	39,96	61,47	34,45	52,99	37,55	60,90
Trafo Iquitos	60/20	20	-	-	9,98	49,52	9,98	50,04
TR1	20/0,4	2,2	-	-	1,00	45,11	1,00	45,57
TR2	20/0,4	2,2	-	-	1,00	45,11	1,00	45,57
TR3	20/0,4	2,2	-	-	1,00	45,11	1,00	45,58
TR4	20/0,4	2,2	-	-	1,00	45,12	1,00	45,58
TR5	20/0,4	2,2	-	-	1,00	45,13	1,00	45,59
TR6	20/0,4	2,2	-	-	1,00	45,11	1,00	45,57
TR7	20/0,4	2,2	-	-	1,00	45,11	1,00	45,57
TR8	20/0,4	2,2	-	-	1,00	45,11	1,00	45,58
TR9	20/0,4	2,2	-	-	1,00	45,12	1,00	45,58
TR10	20/0,4	2,2	-	-	1,00	45,13	1,00	45,59

Tabla N°2.3: Nivel de carga en transformadores - escenario de mínima demanda

Transformador	Tensión HV/MV/LV [kV]	Potencia HV/MV/LV [MVA]	Cargabilidad de Transformadores					
			Sin Proyecto		Con Proyecto			
			2019		2019		2023	
			MVA	%	MVA	%	MVA	%
TR 07 Iquitos	60/22,9/10	12/4/12	5,35	44,23	5,35	44,21	6,71	55,53
Tr2 SJOSE T03	60/10	13	10,07	38,93	10,07	38,90	12,78	49,58
Tr2 SJOSE T04	60/10	7,5	7,13	47,75	7,13	47,72	8,94	60,11
Tr2 STAR NUEV	60/10	8,75	6,25	35,88	6,25	35,85	7,87	45,35
Tr2 SROSA 1065	22,9/10	7	6,15	44,84	6,15	44,81	7,71	56,69
Tr2 IQUIT T01	60/10	14	17,43	61,81	17,48	61,95	16,40	58,16
Tr2 IQUIT T02	60/10	14	17,00	60,28	17,04	60,42	15,99	56,72
Tr1 CT IquitNuev	60/13,8	65	29,65	45,61	29,62	45,57	32,78	50,43
Tr2 CT IquitNuev	60/13,8	65	37,47	57,65	37,44	57,60	41,11	63,25
Trafo Iquitos	60/20	20	-	-	0,18	0,88	0,17	0,88
TR1	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR2	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR3	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR4	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR5	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR6	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR7	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR8	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR9	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15
TR10	20/0,4	2,2	-	-	0,00	0,16	0,00	0,15

De los resultados mostrados se observa que no se presentan sobrecargas en los transformadores presentes dentro de la zona de influencia del proyecto.

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

Anexo 3. Resultados del análisis de cortocircuito Monofásico, Bifásico a tierra y Trifásico.

Tabla N°3.1: Cortocircuito monofásico - escenario de media demanda

Subestación	Nivel de Tensión kV	Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2021		2021		2024	
		Ik"A	Sk"A	Ik"A	Sk"A	Ik"A	Sk"A
		kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA
Santa Rosa	60	4,04	139,89	4,08	141,51	4,08	141,51
Iquitos	60	5,06	175,13	5,06	175,38	5,06	175,38
CT Iquitos	60	5,42	187,84	5,42	187,86	5,42	187,86
Santa Rosa	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Subestación	Nivel de Tensión	Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2021		2021		2024	
		Ik"A	Sk"A	Ik"A	Sk"A	Ik"A	Sk"A
	kV	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA
Santa Rosa I	10	0,21	1,22	0,21	1,22	0,21	1,22
Santa Rosa II	10	0,31	1,77	0,31	1,77	0,31	1,77
Iquitos	10	5,69	32,84	5,69	32,84	5,69	32,84
Iquitos T-07	10	1,16	6,68	1,16	6,68	1,16	6,68
Skoda	10	1,16	6,72	1,16	6,72	1,16	6,72
Wartsila G20	10	9,36	54,02	9,36	54,02	9,36	54,01
Wartsila	10	10,16	58,68	10,16	58,68	10,16	58,68
Catmak	10	9,37	54,11	9,37	54,11	9,37	54,11
CT Iquitos	10	0,02	0,17	0,02	0,17	0,02	0,17
CS Iquitos	60	-	-	2,50	86,60	2,50	86,60
	20	-	-	0,56	6,52	0,56	6,52
CS-1	20	-	-	0,55	6,36	0,55	6,36
CS-2	20	-	-	0,55	6,37	0,55	6,37
CS-3	20	-	-	0,55	6,39	0,55	6,39
CS-4	20	-	-	0,55	6,40	0,55	6,40
CS-5	20	-	-	0,56	6,42	0,56	6,42
CS-6	20	-	-	0,55	6,36	0,55	6,36
CS-7	20	-	-	0,55	6,37	0,55	6,37
CS-8	20	-	-	0,55	6,39	0,55	6,39
CS-9	20	-	-	0,55	6,40	0,55	6,40
CS-10	20	-	-	0,56	6,42	0,56	6,42

Tabla N°3.2: Cortocircuito bifásico a tierra- escenario de media demanda

Subestación	Nivel de Tensión	Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2021		2021		2024	
		Ik"	Sk"	Ik"	Sk"	Ik"	Sk"
	kV	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA
Santa Rosa	60	4,09	141,62	4,16	144,10	4,16	144,10
Iquitos	60	5,09	176,18	5,10	176,75	5,10	176,75
CT Iquitos	60	5,37	186,01	5,37	186,01	5,37	186,01
Santa Rosa	10	6,32	36,47	6,32	36,47	6,32	36,47
Santa Rosa I	10	8,07	46,59	8,07	46,59	8,07	46,59
Santa Rosa II	10	7,16	41,36	7,16	41,36	7,16	41,36
Iquitos	10	19,76	114,09	19,76	114,09	19,76	114,09
Iquitos T-07	10	7,61	43,91	7,61	43,91	7,61	43,91
Skoda	10	7,25	41,85	7,25	41,85	7,25	41,85
Wartsila G20	10	20,32	117,32	20,32	117,32	20,32	117,32
Wartsila	10	20,03	115,64	20,03	115,64	20,03	115,64

Catmak	10	19,97	115,29	19,97	115,29	19,97	115,29
CT Iquitos	10	14,35	114,37	14,35	114,37	14,35	114,37
CS Iquitos	60	-	-	2,46	85,37	2,46	85,37
	20	-	-	2,80	32,33	2,80	32,33
CS-1	20	-	-	2,61	30,09	2,61	30,09
CS-2	20	-	-	2,62	30,29	2,62	30,29
CS-3	20	-	-	2,64	30,50	2,64	30,50
CS-4	20	-	-	2,66	30,70	2,66	30,70
CS-5	20	-	-	2,68	30,91	2,68	30,91
CS-6	20	-	-	2,61	30,09	2,61	30,09
CS-7	20	-	-	2,62	30,29	2,62	30,29
CS-8	20	-	-	2,64	30,50	2,64	30,50
CS-9	20	-	-	2,66	30,70	2,66	30,70
CS-10	20	-	-	2,68	30,91	2,68	30,91

Tabla N°3.3: Cortocircuito trifásico- escenario de media demanda

Subestación	Nivel de Tensión	Sin Proyecto		Con Proyecto			
		2021		2021		2024	
		Ik"	Sk"	Ik"	Sk"	Ik"	Sk"
	kV	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA
Santa Rosa	60	3,14	326,74	3,14	326,74	3,14	326,74
Iquitos	60	3,98	413,58	3,98	413,58	3,98	413,58
CT Iquitos	60	4,54	472,31	4,54	472,31	4,54	472,31
Santa Rosa	10	7,36	127,45	7,36	127,45	7,36	127,45
Santa Rosa I	10	9,36	162,14	9,36	162,14	9,36	162,14
Santa Rosa II	10	8,35	144,60	8,35	144,60	8,35	144,60
Iquitos	10	23,07	399,55	23,07	399,55	23,07	399,55
Iquitos T-07	10	8,86	153,46	8,86	153,46	8,86	153,46
Skoda	10	8,43	145,93	8,43	145,93	8,43	145,93
Wartsila G20	10	23,54	407,72	23,54	407,72	23,54	407,72
Wartsila	10	23,17	401,25	23,17	401,25	23,17	401,25
Catmak	10	23,15	400,97	23,15	400,97	23,15	400,97
CT Iquitos	10	17,49	418,10	17,49	418,10	17,49	418,10
CS Iquitos	60	-	-	2,14	222,39	2,14	222,39
	20	-	-	3,23	112,03	3,23	112,03
CS-1	20	-	-	3,00	104,00	3,00	104,00
CS-2	20	-	-	3,02	104,73	3,02	104,73
CS-3	20	-	-	3,04	105,46	3,04	105,46
CS-4	20	-	-	3,07	106,20	3,07	106,20
CS-5	20	-	-	3,09	106,95	3,09	106,95
CS-6	20	-	-	3,00	104,00	3,00	104,00

CS-7	20	-	-	3,02	104,73	3,02	104,73
CS-8	20	-	-	3,04	105,46	3,04	105,46
CS-9	20	-	-	3,07	106,20	3,07	106,20
CS-10	20	-	-	3,09	106,95	3,09	106,95

De los resultados mostrados se observa que la mayor corriente de cortocircuito es la corriente trifásica y se presenta en la barra de Wartsila G20 de 23,15 kA, y la mayor corriente de cortocircuito en barras donde están conectados cada grupo de central solar es la corriente de cortocircuito trifásica de 3,09 kA y se presentan en las barras cercanas al punto de conexión de la central solar.

VERIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA

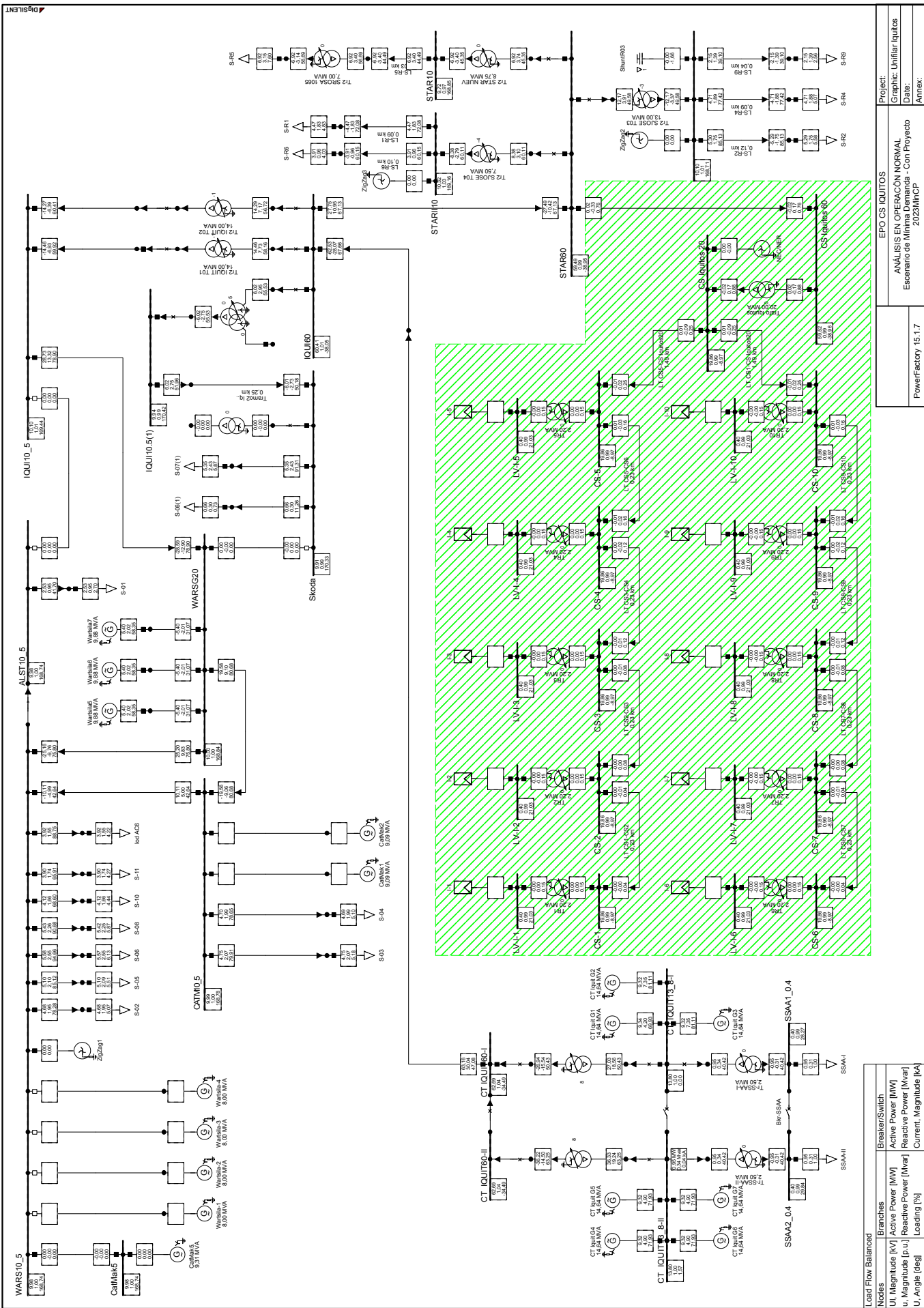
En esta parte se va evaluar el comportamiento de la CSF Iquitos ante la conexión a la red eléctrica interconectada del sistema aislado de Iquitos, teniendo como indicador para verificar si la red eléctrica mantiene los parámetros de tensión y frecuencia dentro de los rangos establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), así mitigar la intermitencia e inyectar energía a la red de forma segura y óptima.

Así mismo, se verificó que la cantidad de armónicos que se inyecta a la red está por debajo de las máximas corrientes garantizadas.

Si es factible conectar una central solar fotovoltaica a la red interconectada del sistema aislado de Iquitos en base a la información de la red actual, de acuerdo al planteamiento técnico es más factible conectase en la barra Santa Rosa 60 kV o alguna interconexión futura en ese nivel de tensión, Se tienen que hacer los reforzamientos en la red de Iquitos, específicamente los transformadores de la empresa ELOR, los cuales ya están en ejecución por lo que un proyecto de mayor magnitud es muy probable que sea también factible técnicamente su ingreso al sistema.

Resultados de Flujo de Potencia en Operación Normal

Estos resultados contienen valores estacionarios



Load Flow Balanced			
Nodes		Branches	Breaker/Switch
U _i , Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]	
U _i , Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]	
U _i , Angle [deg]	Loading [%]	Current, Magnitude [kA]	

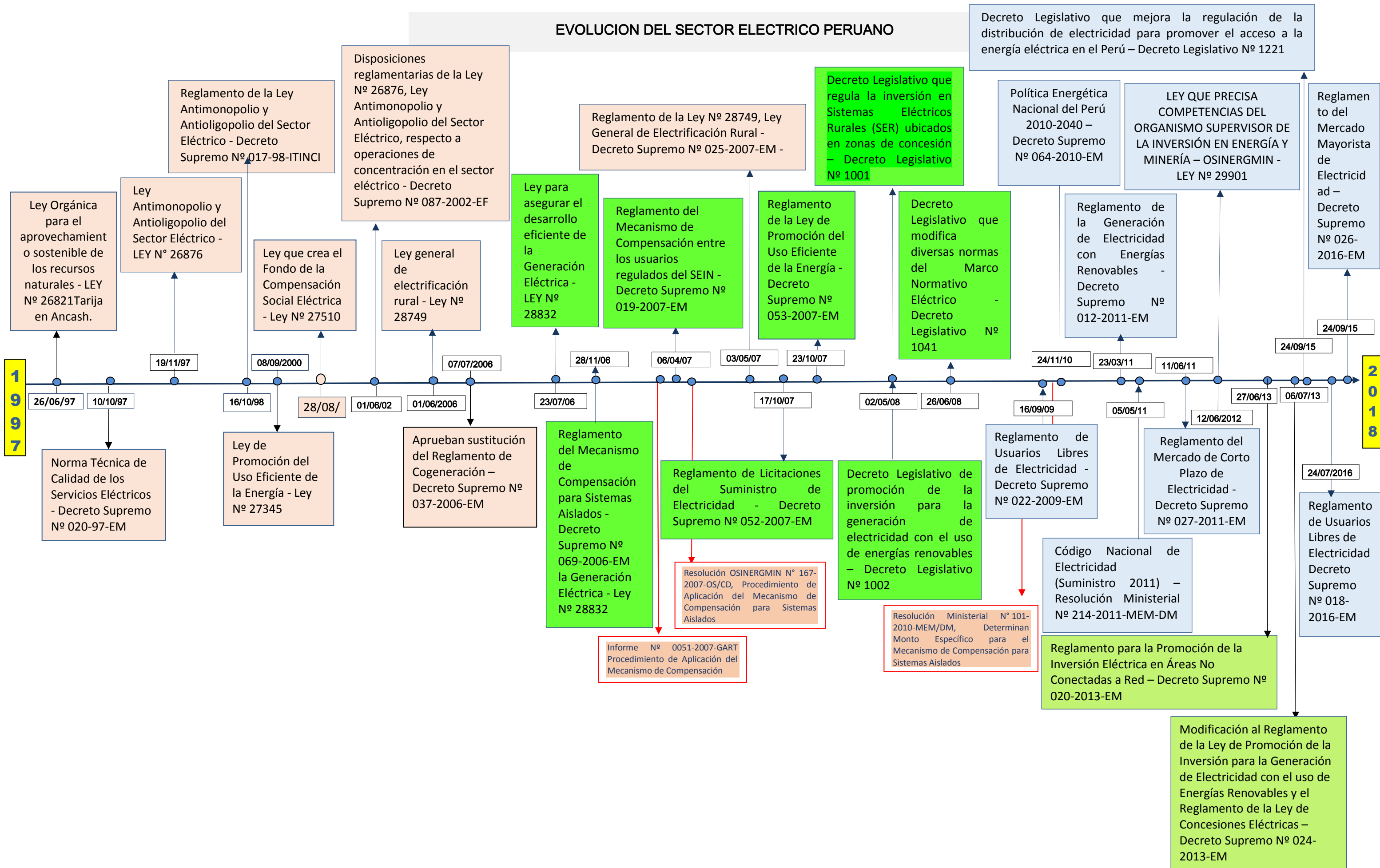
	EPO CS IQUITOS
	ANÁLISIS EN OPERACIÓN NORMAL Escenario de Mínima Demanda - Con Proyecto 2023MinCP
PowerFactory 15.1.7	

Project:	
Graphic: Unifilar Iquitos	
Date:	
Annex:	

Anexo 5: Resultados de Cortocircuito

Estos resultados contienen valores estacionarios

Anexo IV -Regulación Línea de Tiempo 1992 – 2018



Anexo V –Mapa de Stakeholders

